

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ  
ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»  
МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ  
ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»  
МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Кваліфікаційна наукова  
праця на правах рукопису

**ОПРИШКО ВІТАЛІЙ ПАВЛОВИЧ**

УДК 621.316

**ДИСЕРТАЦІЯ**

**ОЦІНЮВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ КЕРУВАННЯ ПОПИТОМ В  
СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ З АКТИВНИМ СПОЖИВАЧЕМ**

05.14.01 – енергетичні системи та комплекси

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата наук  
Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,  
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

В.П. Опришко

Науковий керівник: **Денисюк Сергій Петрович**, доктор технічних наук,  
професор

Київ – 2019

## АНОТАЦІЯ

*Опришко В. П.* Оцінювання ефективності керування попитом в системах електропостачання з активним споживачем. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.14.01 – Енергетичні системи та комплекси. – Національний технічний університет України "Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського" МОН України, м. Київ, 2019.

У вступі наведено актуальність теми, де обґрунтовано доцільність розвитку методів оцінки та особливостей керування попитом на електричну енергію. Сформовано мету, наукове завдання, об'єкт, предмет і методи дослідження, визначено наукову новизну та практичну цінність одержаних результатів, наведено дані про апробацію та публікації, окреслено особистий внесок здобувача, наведено акти впровадження результатів дисертаційної роботи.

У першому розділі проведено огляд сучасних тенденцій використання фундаментальних положень концепції Smart Grid, у тому числі еволюцію споживачів до активних учасників процесу електропостачання. Виявлено основні проблеми роботи систем електропостачання з активними споживачами в українських реаліях, а саме: проблеми енергетичної ефективності, нерівномірності споживання та генерації електричної енергії в локальних системах електропостачання, якості електропостачання (надійність, стабільність тощо), перспективні напрямки модернізації системи з врахуванням тенденції появи активних споживачів.

Одним із напрямів модернізації систем електропостачання в рамках концепції Smart Grid є впровадження нових систем керування: систем організації розподілення електроенергії, систем енергоспоживання, систем даних вимірювання, систем керування релейним захистом, автоматизованої системи контролю та збору даних та інших.

Для забезпечення функціонування енергетичної системи, узгодження роботи та підвищення ефективності процесів генерації, передачі та споживання електричної енергії постає завдання створення механізмів керування, які передбачають інтеграцію самоорганізуючих систем електро- та теплопостачання, побудованих за мультиагентним принципом на інтелектуальній основі, проведення моніторингу та накопичення даних систем, що включає оцінку стану та аналізу ефективності впровадження технічних, технологічних та організаційних механізмів керування, формування принципів взаємодії енергетичних систем згідно з політикою Європейського співтовариства на різних рівнях організаційної структури енергетики у процесі лібералізації ринку електричної енергії.

У більшості розвинених країн широко застосовуються програми з керування попитом як засіб узгодження режимів генерації та споживання у системі електропостачання. У розділі зазначені способи прямого та непрямого впливу на попит споживачів. Класифіковано основні непрямі методи, які задаються у вигляді тарифів на електричну енергію, та прямі методи у вигляді програм з керування попитом на електричну енергію та можливості їх застосування у разі впровадження окремих інструментів програм з керування попитом на електричну енергію. Наведено методи оцінки нерівномірності добового графіка електроспоживання та фактори впливу технологічного середовища.

Доведено, що за рахунок впровадження програм з керування попитом на електричну енергію вигоду отримують не лише споживачі та комунальні структури, але й суспільство в цілому.

У другому розділі описано методики та способи дослідження режимів функціонування систем керування попитом на електричну енергію для оцінки ефективності їх функціонування.

Система електропостачання має розглядатись як єдиний комплекс, у цьому випадку оптимізація режимів у системі здійснюється не лише з врахуванням

втрат потужності на передавання, але й з врахуванням зміни потужності споживання у разі відхилення напруги.

Підвищення ефективності режимів розподілу та споживання електричної енергії в системі електропостачання може бути досягнуте шляхом впровадження систем інтелектуального контролю за дотриманням встановлених оптимізованих графіків електроспоживання на основі гнучкості технологічного процесу і режимів роботи встановленого обладнання.

Враховуючи різко змінний характер електроспоживання протягом доби, важливою стороною оцінки оптимальності режимів функціонування локальних систем електропостачання є кількісна різниця поточного рівня електроспоживання відносно оптимального у разі контрольованого рівня неоптимальності споживання. Як один із способів такої оцінки для систем електропостачання, запропоновано використати показники на основі потужності Фризе  $Q_{\Phi}$ . У загальному випадку потужність Фризе  $Q_{\Phi}$  є квадратичною нев'язкою між повною та активною потужностями та дає змогу оцінити рівень втрат від нерівномірного споживання. Отримані характеристики у випадку поширення показника на довільний інтервал часу показують, що зі збільшенням або зменшенням відхилень споживання відносно умовно оптимального рівня величина потужності Фризе зростає. Також спостерігається тенденція щодо зростання величини Фризе відносно збільшення інтервалів споживання. Отримані характеристики дають змогу оцінити вплив нерівномірності процесів генерації та споживання електричної енергії на погіршення якості електричної енергії, рівня реактивної потужності та втрат у мережі.

У третьому розділі наведено низку методів оцінювання оптимальності функціонування систем електропостачання. Визначено особливості використання показників на основі потужності Фризе  $Q_{\Phi}$  у разі апроксимації часових інтервалів та впливів окремих складових якості електричної енергії.

Запропоновано метод керування попитом на електричну енергію шляхом оптимізації добового графіка споживання електричної енергії з врахуванням обмежень допустимих величин максимальної споживаної потужності,



збереження обсягу спожитої електричної енергії та врахування можливостей споживача до керування. Отримані оптимізовані форми графіка електроспоживання відповідають критеріям максимізації коефіцієнта заповнення графіка та зменшення вартості спожитої енергії. Потенціал споживача враховується коефіцієнтом гнучкості попиту. Цей коефіцієнт характеризує можливості встановленого обладнання до зміни режимів споживання у разі впровадження окремих програм з керування попитом на електричну енергію. Отримані результати моделювання для групи побутових домогосподарств корелюються зі зниженням показника  $Q_{\phi}$ , особливо у разі максимізації коефіцієнта заповнення графіка, що відповідає зменшенню загальної нерівномірності добового графіка електроспоживання. Загалом результати оптимізації дають змогу визначити можливості споживачів щодо коригування власних добових графіків споживання враховуючи поставлені цілі: економію грошових коштів на оплату спожитої електричної енергії для споживачів, та потенціальну вигоду енергопостачальної організації від впровадження конкретної програми керування попитом.

У четвертому розділі розглянуто застосування методів оптимізації графіків споживання та генерації електричної енергії, оцінки оптимальності процесів генерації та споживання електричної енергії в складових елементах програмно-алгоритмічного комплексу. Представлено математичну модель оптимізації процесів керування попитом на електричну енергію у разі впровадження енергетичного хабу на прикладі житлового комплексу. Отримані результати доводять, що застосування накопичувачів тепла та електроенергії дають змогу ефективніше використовувати наявні енергетичні ресурси. Проведена апробація на підприємстві ТОВ «Принт Маркет» (м. Рівне) підтвердила можливість зменшення витрат споживача на оплату спожитої електроенергії у разі оптимізації графіків споживання та зменшення рівня втрат від нерівномірності добового споживання у системі електропостачання.

Результати дисертаційного дослідження передано до використання Національній комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики

та комунальних послуг, ПАТ «Київенерго», ПрАТ «ДТЕК Київські Електромережі» та Національного технічного університету України "Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського" (КПІ ім. Ігоря Сікорського), а також у навчальному процесі КПІ ім. Ігоря Сікорського на кафедрі електропостачання.

Отримано акти впровадження та свідоцтво про реєстрацію авторського права на програмно-алгоритмічний комплекс.

**Ключові слова:** керування попитом, енергоефективність, локальні системи електропостачання, інтелектуальні електроенергетичні системи, методи оптимізації, електропостачання, графік електроспоживання, мінімізація витрат.

## ABSTRACT

*Opryshko V.P.* Demand side management efficiency assessment in power supply systems with a prosumer. – Manuscript.

Thesis for the candidate of technical sciences degree in the specialty 05.14.01 – Energy Systems and Complexes. –National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute", Kyiv, 2019.

In the introduction, the urgency of the topic, where the expediency of development of assessment methods and peculiarities of electricity demand management is justified, is given. The aim, scientific task, object, subject and methods of research are formed, scientific novelty and practical value of the obtained results are determined, data on approbation and publications are given, personal contribution of the applicant is indicated, acts of thesis results implementation are given.

The first chapter reviews the current trends in the use of the fundamental provisions of the Smart Grid concept, including the evolution of consumers to active participants in the electricity supply process. The basic problems of work of systems of an electrical supply with active consumers in the Ukrainian realities are revealed, namely: problems of power efficiency, irregularity of consumption and generation of electric energy in local systems of an electrical supply, quality of an electrical supply (reliability, stability etc.), perspective directions of modernization of system taking into account a tendency of occurrence of active consumers.

One of the areas of modernization of power supply systems within the framework of the Smart Grid concept is the introduction of new control systems: organization of power distribution, power consumption, measurement data, relay protection, automated control and data collection system and others.

In order to implement the functioning of the energy system, coordinate the work and increase the efficiency of the processes of generation, transmission and consumption of electric energy, there is a task to create management mechanisms that provide for the integration of self-organizing systems of electricity and heat supply built on the multi-agent principle on an intellectual basis, monitoring and accumulation of these systems, including the assessment of the status and analysis of the

effectiveness of the implementation of technical, technological and organizational management mechanisms

In most developed countries, demand-side management programs are widely used as a means of harmonizing generation and consumption regimes in the electricity supply system. In this section, the methods of direct and indirect impact on consumer demand are specified. The main indirect methods, which are set in the form of electricity tariffs, and direct methods in the form of programs to manage demand for electricity, and the possibility of their use in the implementation of individual instruments of programs to manage demand for electricity are classified. The above methods of assessment of the unevenness of the daily schedule of electricity consumption and factors of influence of the technological environment.

It has been proven that not only consumers and utilities, but also society as a whole benefit from the introduction of electricity demand management programs.

The second section describes the methods and techniques for studying the operation modes of electricity demand management systems to assess the efficiency of their operation.

The power supply system should be considered as a single complex, and the optimization of modes in the system is carried out not only considering power losses for transmission, but also considering changes in power consumption in case of voltage deviation.

Increase of efficiency of modes of distribution and consumption of electric energy in the power supply system can be achieved through the introduction of systems of intellectual control over compliance with the established optimized schedules of power consumption based on the flexibility of the technological process and operating modes of installed equipment.

Considering the sharply variable nature of electricity consumption during the day, an important aspect of assessing the optimality of the modes of operation of local power supply systems is the quantitative difference between the current level of electricity consumption relative to the optimal level at a controlled level of non-optimality of consumption. As one way of doing so for electricity systems, it has been

suggested that indicators based on Frize power  $Q_{\Phi}$  to be used. In general, the Frize power  $Q_{\Phi}$  is a quadratic incoherence between full and active power and allows us to estimate the level of losses from non-uniform consumption. The obtained characteristics when spreading the index to any time interval show that with increasing or decreasing deviations of consumption from the conditionally optimal level of power Frize value increases. There is also a tendency to increase the Frize value relative to the increase in consumption intervals. The received characteristics allow to estimate the influence of irregularity of processes of generation and consumption of electric energy on deterioration of quality of electric energy, level of reactive energy and losses in a network.

The third section presents a number of methods for assessing the optimal functioning of power supply systems. Peculiarities of using indicators on the basis of Frize power  $Q_{\Phi}$  at approximation of time intervals and influence of separate components of electric energy quality are determined.

The method of electricity demand management by optimizing the daily schedule of electricity consumption considering the limitations of maximum power consumption, maintaining the volume of electricity consumed and taking into account the capabilities of the consumer to control is proposed. The obtained optimized forms of the energy consumption schedule meet the criteria of maximizing the graph filling ratio and reducing the cost of energy consumed. The consumer potential is considered by the coefficient of demand flexibility. This coefficient characterizes the capabilities of the installed equipment to change modes of consumption when implementing individual programs for managing demand for electricity. The obtained results of modeling for a group of household households are correlated with a decrease in the indicator  $Q_{\Phi}$ , especially when maximizing the graph filling ratio, which corresponds to a decrease in the overall irregularity of the daily electricity consumption schedule. In general, the optimization results allow to determine the possibilities of consumers to adjust their own daily consumption schedules considering the goals set: saving money to pay for electricity consumed by consumers, and the potential benefit of the

energy supplying organization from the implementation of a specific program of demand management.

In the fourth section application of methods of optimization of schedules of consumption and generation of electric energy, estimation of optimality of processes of generation and consumption of electric energy in components of software and algorithmic complex is considered. Presented mathematical model of optimization of processes of management of demand for electric energy at implementation of energy hub on the example of residential complex. The results show that the use of heat and electricity storage facilities allows for more efficient use of available energy resources. The testing conducted at the enterprise TOV "Print Market". confirmed the possibility of reducing the consumer's expenses for payment of the consumed electric power while optimizing the consumption schedules and reducing the level of losses from the unevenness of daily consumption in the power supply system.

The results were transferred to the National Commission for State Regulation in the Energy and Public Utilities Sector, PAT "Kyivenergo", PrAT "DTEK Kyiv Electric Grids" and National Technical University of Ukraine Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute (Igor Sikorsky KPI) for use, as well as in the educational process of Igor Sikorsky KPI at the power supply department.

Acts of implementation and a certificate of copyright registration for the software and algorithmic complex have been received.

**Keywords:** local grids, intelligent systems, demand management, energy efficiency, optimization, power supply, power consumption schedule, cost minimization.

## СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Денисюк С.П., Опришко В.П. Інтеграція показників енергоефективності в процес оцінки енергоефективності в секторі транспорту. *Електрифікація транспорту*. 2015. № 9. С. 24–30 (**фахове видання**). (здобувачеві належить запропонована класифікація показників енергоефективності для сектору транспорту).
2. Денисюк С.П., Опришко В.П. Дослідження програм з керування попитом на електроенергію та аналіз ефективності їх використання. *Technology Audit & Production Reserves*. 2016. том 3 (29). С. 69–73 (**фахове видання**). (аналіз ефективності програм з керування попитом споживачів).
3. Опришко В.П. Регулювання режимів електропостачання в локальних системах microgrid. *Технічна електродинаміка*. 2016. № 4. С.77–79. (**фахове видання** включене до бази даних **Scopus**).
4. Denysiuk S., Strzelecki R., Opryshko V. The smart grid concept implementation by expanding the use of demand side management and modern power electronic installations. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2016. №4(46). С.7–17 (**фахове видання**). (здобувачеві належить розроблена класифікації особливостей застосування програм з керування попитом на електричну енергію та особливості застосування у сучасних силових установках).
5. Denysiuk S., Kotsar O., Opryshko V. Increasing the energy efficiency of warehouses using demand-side management mechanisms. *Technology Audit & Production Reserves*. 2017. № 2/1 (34). С.39–45 (**фахове видання**). (здобувачеві належить представлений механізм оцінки нерівномірності споживання та генерації електричної енергії в локальних електроенергетичних системах).
6. Опришко В.П. Механізми реалізації програм керування попитом на електричну енергію у світовій практиці. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2019. №(4) С. 44–55 (**фахове видання**). (здобувачеві належить аналіз світової практики впровадження та отриманих результатів від програм з керування попитом) включено до переліку наукових фахових видань України, наукометричних баз Open Academic Journal Index (OAJI), WorldCat, BASE.

7. Денисюк С.П., Опришко В.П. Аналіз можливостей оптимізації добового графіку споживання електричної енергії. *Вісник КНУТД*. 2019. №6 (128). С. 20–28 (здобувачеві належить метод оптимізації добового графіка електроспоживання).
8. Veremiichuk Y., Prytyskach I., Yarmoliuk O., Opryshko V. Energy Hub Function Optimization Models During Ukrainian Energy Resources Market Liberalization. *Power and Electrical Engineering*. 2017. № 34 P. 49–52 (**іноземне фахове видання** включене до бази даних, **Scopus**); (здобувачеві належить наведені оптимізаційні моделі графіків споживання електричної енергії).
9. Prokopenko V., Opryshko V., Energy Audit. *Resilience Management and Renewable Energy Processes*. 2016. № 38. P. 101–117 (**іноземне видання** включене до баз даних Google Scholar, RSCI, CPCI). (здобувачеві належить дорожня карта та методологія проведення енергоаудиту).
10. Denysiuk S., Opryshko V. Assessment of energy sector companies innovation management effectiveness. *Promising problems of economics and management*. 2015. P. 71–74. (**іноземне видання** включене до баз даних Google Scholar, RSCI, CPCI). (здобувачеві належить наведена оцінка ефективності інноваційних програм енергоменеджменту).
11. Денисюк С.П., Опришко В.П. А. С. №77262 Україна. Оцінка рівню нерівномірності споживання електроенергії в локальній системі електропостачання у програмному комплексі «Помічник диспетчера». Структура алгоритму зменшення нерівномірності споживання. Заявка №78178 від 19.02.2018. дата реєстрації 03.03.2018 (здобувачеві належить розробка програмного забезпечення, методу та алгоритму визначення нерівномірності).
12. Денисюк С.П., Базюк Т.М., Опришко В.П. Класифікація активних споживачів відповідно до ступеня їх залученості та наявного потенціалу. *Зб. праць конференції «Енергозбереження на залізничному транспорті та в промисловості»*. 11–14 червня 2014 р., смт. Воловець, Закарпатської обл. 2014. С. 55–56. (здобувачеві належить наведена класифікація ступенів залучення активних споживачів).



13. Денисюк С.П., Опришко В.П. Локальні інтелектуальні енергетичні системи з розподіленими системами енергетичного менеджменту. *Зб. тез допов. міжнар. наук.-практ. конф. «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті»*. 28–29 травня 2015 р. Інститут відновлюваної енергетики НАН України. 2015. С. 142–145 (здобувачеві належать представлені характеристики локальних інтелектуальних енергетичних систем).

14. Денисюк С.П., Опришко В.П. Основні програми реалізації DSM. *Зб. тез допов. міжнар. наук.-практ. конф. «Електрифікація транспорту»*. Одеса. Дніпропетровський національний університет залізничного транспорту імені академіка В. Лазаряна 2015. С. 27–28 (здобувачеві належить представлена класифікація основних методів керування попитом на електричну енергію).

15. Денисюк С.П., Опришко В.П. Мультиагентний підхід до керування попитом на електроенергію. *Зб. Тез допов. міжнар. наук.-практ. конф. «Електрифікація транспорту»*. 2015. С. 28–29 (здобувачеві належить наведена оцінка ефективності інноваційних програм енергоменеджменту).

16. Денисюк С.П., Опришко В.П. Основні програми та методи керування попитом. *Зб. тез допов. міжнар. наук.-практ. та навч. метод. конф. «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку»*. 19-21 травня 2015 р. НТУУ «КПІ». 2015. С. 23–24 (здобувачеві належить наведений аналіз існуючих програм енергоменеджменту та керування попитом).

17. Опришко В.П. Особливості інтеграції основних програм і методів з керування попитом споживання електроенергії. *Зб. тез допов. міжнар. наук.-практ. та навч. метод. конф. «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку»*. 30 травня – 01 червня 2016 р. НТУУ «КПІ». 2016. С. 88–90.

18. Опришко В.П. Аналіз оптимальності функціонування систем акумуляції електроенергії в локальних системах електропостачання. *Зб. тез допов. міжнар. наук.-практ. та навч. метод. конф. «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку»*. 25-27 квітня 2017 р. КПІ ім. Ігоря Сікорського. 2017. С. 51–53.

19. Опришко В.П. Аналіз ефективності керування попитом на електричну енергію. *Зб. тез допов. міжнар. наук.-техн. «Енергетика. Екологія. Людина»* 25 – 26 травня 2017 р. КПІ ім. Ігоря Сікорського. 2017. С. 98–102.

20. Опришко В.П. Аналіз оптимальності функціонування систем акумуляції електроенергії в локальних системах електропостачання. *Зб. Тез допов. міжнар. наук.-практ. та навч. метод конф. «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку»*. 25–27 квітня 2017 р. КПІ ім. Ігоря Сікорського. 2017. С. 51–52.

21. Прокопенко В.В., Опришко В.П. Становлення концепції енергетичних хабів для господарств з використанням систем керування попитом. *Зб. тез допов. міжнар. наук.-практ. та навч. метод конф. «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку»*. 17–19 квітня 2018 р. КПІ ім. Ігоря Сікорського. 2018. С. 97–98 (*здобувачеві належить наведений аналіз існуючих енергетичних хабів та методів керування їх попитом*).

22. Veremiichuk Y., Prytyskach I., Yarmoliuk O., Opryshko V. Modeling energy hub operating modes with demand side management usage. International Conference and Exposition on Electrical And Power Engineering (EPE). 2018. P. 972–976 (*здобувачеві належать представлені моделі енергетичних хабів*).

23. Прокопенко В.В., Опришко В.П. Енергетичний аудит: навч. посіб.: КПІ ім. Ігоря Сікорського.: Політехніка. Київ, 2017. 160 с. (*здобувачеві належать дорожня карта енергоаудиту та підходи до енергетичного обстеження*).

## Зміст

ПЕРЕЛІК УМНОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	17
ВСТУП .....	18
РОЗДІЛ 1 ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ .....	27
1.1. Особливості розвитку систем електропостачання згідно з концепцією Smart Grid в рамках процесу енергетичного переходу .....	27
Висновки до розділу .....	66
РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ФУНКЦІОНУВАННЯ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ПОПИТОМ НА ЕЛЕКТРИЧНУ ЕНЕРГІЮ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ .....	67
2.1 Особливості оптимізації режимів СЕП у разі інтеграції програм керування попитом на електричну енергію .....	67
2.2 Застосування показника реактивної потужності Фризе $Q_{\Phi}$ для оцінки оптимальності режимів функціонування системи електропостачання.....	82
2.3 Оптимізація режимів функціонування системи електропостачання на основі мінімізації складових реактивної потужності Фризе $Q_{\Phi}$ з врахуванням можливості акумуляції. ....	93
РОЗДІЛ 3 МЕТОДИ ОЦІНЮВАННЯ ОПТИМАЛЬНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	99
3.2 Система показників поточного рівня оптимальності функціонування ЛСЕП на основі показника реактивної потужності Фризе $Q_{\Phi}$ .....	100
3.3 Аналіз впливу несинусоїдальності на зміну величини $Q_{\Phi}$ .....	104
3.4 Оптимізація процесів керування попитом на електричну енергію шляхом оптимізації режимів роботи споживача .....	109
3.5 Оптимізація добового графіка електроспоживання СЕП комплексу багатоквартирних будинків.....	112
РОЗДІЛ 4 ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ПОПИТОМ НА ЕЛЕКТРИЧНУ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ .....	118

4.1	Методологія процесів оптимізації та оцінки ефективності впровадження програм DSM .....	118
4.2	Розробка та впровадження програмно-алгоритмічного комплексу «Помічник диспетчера» для проведення оцінки рівнів неоптимальності локальної системи електропостачання .....	122
4.5	Впровадження результатів оптимізації електроспоживання з використанням методів керування попитом на електричну енергію .....	140
	Висновки до розділу .....	147
	ВИСНОВКИ.....	149
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	152
	Додаток А – Акти впровадження результатів дисертаційної роботи у практичну діяльність.....	166
	Додаток Б – Розрахункові формули для визначення величини потужності Фризе $Q_{\Phi}$ .....	174
	Додаток В – Інтерфейс та результати оптимізації ПАК «Помічник Диспетчера» .....	182
	Додаток Г – Оптимізовані криві добового режиму споживання групи домогосподарств за встановленим обладнанням.....	183
	Додаток Д – Отримані авторські свідоцтва.....	184

## ПЕРЕЛІК УМНОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

API - інтерфейс прикладного програмування  
DEMS - система керування електроспоживанням;  
DMS -система розподілення електроенергії;  
DSM - керування попитом на електричну енергію;  
EMS - система енергетичного менеджменті;  
EV-EMS система енергетичного менеджменту електричних транспортних засобів;  
FEMS/BEMS – система керування енергетичними процесами у виробничому та комерційному секторах;  
HEMS - система енергетичного менеджменту домогосподарства;  
IEA - Міжнародна Енергетична Агенція  
IRENA - Міжнародне агентство з відновлюваної енергетики  
MDMS - система керування даними вимірювання;  
SCADA - автоматизована система контролю та збору даних;  
VPP - віртуальна електростанція;  
АС - активний споживач;  
ЕМП - електромагнітні зперешкоди  
ІІЕС - інтегровані інтелектуальні енергопостачальні системи;  
ЛСЕП - локальні системи електропостачання;  
МСР - мала система розподілу;  
НВДЕ - нетрадиційні та відновлювані джерела енергії);  
ОМСР - оператор малої системи розподілу;  
ОСР - оператор системи розподілу;  
РГ - розподілена генерація;  
СЕП - системи електропостачання;  
ЦФ - цільова функція.

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Ключовим трендом розвитку систем електропостачання (СЕП) на початку XXI ст. є модернізація існуючих та впровадження нових технологій на базі концепції Smart Grid [1]–[7]. Реалізація положень концепції обумовлена факторами технологічного розвитку, вимогами споживачів до якості та надійності енергозабезпечення, факторами функціонування лібералізованого ринку та зростаючими вимогами у сфері екологічної безпеки та енергоефективності. СЕП на базі концепції Smart Grid стає єдиним саморегулюючим і само відновлюваним комплексом, що має власну мережеву топологію та включає в себе генеруючі джерела, розподільні мережі разом зі всіма видами споживачів електричної енергії, що керуються єдиною мережею інформаційно-керуючих пристроїв та систем в режимі реального часу [8].

На сьогодні визначено ключові цінності нової електроенергетики: доступність – повне забезпечення попитом споживачів; надійність – стійкість до негативних фізичних та інформаційних впливів; економічність – оптимізація тарифів та зниження загально системних витрат; ефективність – максимізація ефективності використання всіх видів ресурсів у разі виробництва, розподілу та споживання електричної енергії; органічність взаємодії з навколишнім середовищем – максимально можливе зниження шкідливих впливів на довкілля; безпечність – недопущення ситуацій, що загрожують людям та довкіллю. Реалізація зазначених цінностей в сучасних СЕП полягає у забезпеченні вимог зацікавлених сторін щодо клієнтоорієнтованості, зростання ролі керування як окремих елементів так і СЕП в цілому, використання інформаційного забезпечення та комунікацій як основного засобу ефективного керування [9].

Зростання кількості активних споживачів – prosumer (АС) споживачів які мають власну генерацію в тому числі нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії (НВДЕ) [10] та системи акумуляції, можуть керувати власним графіком та впливати на загальний графік електроенергетичної системи до складу якої вони входять, тісно пов'язане з лібералізацією ринку електричної енергії,

впровадженням клієнтоорієнтованих бізнес-процесів електропостачальних компаній, тобто зменшення різних типів завад їх функціонування та створення сприятливих умов для взаємовигідної роботи електропостачальних компаній та споживачів [11]–[13].

Розвиток СЕП України має відповідати основним цілям та положенням запропонованого міжнародними організаціями International Energy Agency (IEA), International Renewable Energy Agency (IRENA), World Energy Council (WEC), енергетичного переходу (energy transition). Енергетичний перехід – це перехід провідних країн до сталих економік шляхом відновлюваної енергетики, енергоефективності та сталого розвитку, де кінцевою метою є відмова від використання вугілля та інших невідновлюваних енергоресурсів. Безумовною умовою енергетичного переходу, що ставить цілі розвитку світової енергетики до 2050 року, на думку фахівців, є декарбонізація електроенергетики шляхом збільшення кількості НВДЕ, потенціал яких дозволяє зменшити викиди парникових газів на 60% від сьогоденного рівня [9].

Енергетичний перехід вимагає забезпечення стабільності мережі в контексті керування зі зростанням ролі операторів систем розподілу (ОСР), які забезпечують безпеку та якість обслуговування, діють в інтересах суспільства, враховуючи витрати та вигоди; застосовують нові бізнес-моделі та клієнтоорієнтовні підходи. Для здійснення такого «процесу переходу енергетики» необхідно провести цілий ряд реформ у сферах енергозабезпечення та енергоспоживання [14].

Розвиток та поширення СЕП з ОСР на базі Smart Grid дозволяє АС приймати участь у програмах з керування попитом на електричну енергію [1] – Demand Side Management (DSM) для вирішення низки завдань пов'язаних з покриттям нерівномірності добового графіка генерації та споживання енергії як безпосередньо у споживача, так і в рамках віртуальної електростанції – Virtual Power Plant (VPP) та загальносвітовою тенденцією до зростання попитом на електричну енергію [15].

Для забезпечення відповідності світовим напрямам розвитку електроенергетики, балансів, високого рівня якості та зменшення рівня втрат електричної енергії в СЕП актуальними постають проблеми оптимізації та узгодження графіків виробництва і споживання, враховуючи сучасні можливості мережевих технологій Smart Grid та АС, що обумовлює виникнення локальних систем електропостачання (ЛСЕП). Прикладом ЛСЕП може бути як VPP так і частина СЕП зі значною кількістю АС або джерел НВДЕ.

У роботах Стогнія Б.С., Кириленка О.В., Буткевича О.Ф., Денисюка С.П., Жуйкова В.Я., Ямненко Ю.С., Праховника А.В., Блінова І.В., Кудрі С.О., Сокола Є.І., Лежнюка П.Д., Кулика В.В., Волкової І.О., Ackermann T., Andersson G., Attia H. A., Chambers A., Cutsem V., Dolezal J., Donpi P., Katiraei F., Jiayi H., Hingorani N., Kumpulainen I., Kundur P., Purchala K., Chowdhury S., Wang S. та інших вчених розроблені основи аналізу оптимальності процесів, у тому числі з НВДЕ на основі аналізу режимів роботи цих систем. Проте вони розглядаються або для великих електроенергетичних систем, або для спрощених електричних кіл.

Тому для аналізу оптимальності процесів у СЕП необхідно створити такий механізм для ОСР, що не обмежений лише оцінкою впливу нерівномірності споживання електричної енергії на показники її якості, а й враховує можливості зменшення втрат шляхом впровадження інноваційних програм DSM для СЕП, які містять АС.

**Мета і задачі дослідження.** Метою дисертаційного дослідження є вдосконалення та подальший розвиток методів оцінювання ефективності керування попитом на електроенергію в системах з активним споживачем.

Для досягнення поставленої мети в роботі розв'язувались такі наукові задачі:

- провести аналіз особливостей функціонування СЕП згідно з вимогами концепції Smart Grid, зокрема, дослідити існуючі механізми функціонування оператора розподільних мереж та інтеграції програм DSM в СЕП;



- проаналізувати вплив нерівномірності споживання електричної енергії споживачами на збитки та погіршення якості електричної енергії та якості енергопостачання ЛСЕП;
- вдосконалити оптимізаційну задачу для отримання ідеалізованих графіків генерації та споживання АС у разі застосування адресних механізмів керування для отримання мінімальних витрат на оплату електричної енергії;
- оптимізувати режими роботи АС з врахуванням можливості видозміни добового графіка електроспоживання з використанням систем акумуляції електричної енергії;
- оцінити потенціал АС щодо видозміни власного графіка споживання, враховуючи особливості встановленого обладнання та режиму роботи системи;
- розширити систему показників оцінки складових втрат потужності, що враховують вплив факторів нерівномірності споживання електричної енергії на електроенергетичну систему на основі потужності Фризе  $Q_{\Phi}$ ;
- розробити методологію та програмно-алгоритмічне забезпечення для оптимізації графіків потужності електроспоживання з використанням декомпозиції потужності Фризе  $Q_{\Phi}$  у разі керування режимами електроспоживання та впровадження програм з керування попитом на електричну енергію.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Дисертаційне дослідження виконувалося згідно з планом наукових робіт кафедри електропостачання КПП ім. Ігоря Сікорського у рамках найважливіших напрямів фундаментальних та прикладних наукових досліджень: «Методи керування виробництвом, передачею, розподілом, перетворенням та споживанням електричної енергії. Керування ефективністю енерговикористання». Результати відображено у науково-дослідних роботах «Розроблення науково-методологічних основ агрегування та керування віртуальними електростанціями і активними споживачами в умовах енергоринку» (№ держреєстрації 0117U004285), гранту Президента України для підтримки наукових досліджень молодих учених «Розробка моделі

оптимального функціонування енергетичних хабів в інтелектуальних системах енергопостачання України (№ держреєстрації 0118U100552 ) та «Дослідження оптимального функціонування інтегрованих систем енергозабезпечення споживачів із застосуванням комплексного акумулювання електричної та теплової енергій» (№ держреєстрації 0117U003825).

*Об'єктом дослідження* є процеси споживання та керування попитом на електричну енергію в системах електропостачання з активними споживачами.

*Предметом дослідження* є методи та засоби оптимізації нерівномірності процесів споживання електричної енергії з використанням механізмів керування попитом на електричну енергію.

**Методи дослідження.** Науково-методичну основу виконаних досліджень склали такі методи: системного аналізу, математичного моделювання, алгоритми та методи оцінки нерівномірності споживання електричної енергії, методи оцінки можливості видозміни режиму споживання споживачів та груп споживачів, методи комп'ютерного моделювання. Перевірка достовірності й ефективності запропонованих методів ґрунтується на результатах експериментів та підтверджується даними, отриманими в умовах виробничої діяльності підприємств та електричних мереж України.

**Наукова новизна** одержаних результатів проведеного в дисертаційній роботі дослідження полягає в такому:

вперше:

- запропоновано метод оцінки впливу нерівномірності споживання електричної енергії на рівень втрат у системі електропостачання, в якому на відміну від існуючих використано модифіковані показники декомпозиції потужності Фризе  $Q_{\Phi}$  та поширення визначення потужності Фризе на довільний інтервал часу;
- запропоновано метод оптимізації режимів генерації та споживання енергії активним споживачем у системі електропостачання, що враховує можливості зміни графіків споживання електричної енергії у разі застосування адресних механізмів керування попитом;

удосконалено:

- механізм оптимізації добового графіка електроспоживання на прикладі житлового комплексу з можливістю акумулювання енергії;
- розширено систему показників адекватного врахування складових втрат електроенергії на основі модифікації та декомпозиції потужності Фризе  $Q_{\Phi}$  за рахунок оцінювання впливу факторів нерівномірності споживання електричної енергії на електроенергетичну систему на довільному інтервалі часу;

набули подальшого розвитку:

- методологія оптимізації графіків потужності електроспоживання з використанням декомпозиції потужності Фризе  $Q_{\Phi}$  у разі керування режимом електроспоживання та впровадження програм з керування попитом на електричну енергію;
- математична модель оптимізації добового графіка активного споживача, що враховує значення коефіцієнтів гнучкості обладнання та режими його функціонування.

**Практичне значення одержаних результатів** полягає у комплексному розв'язанні задачі оцінювання ефективності керування попитом в СЕП та оптимізації графіків навантаження і режимів роботи обладнання з мінімізацією витрат на електричну енергію.

Результати використані у науково-дослідних роботах (НДР):

- оптимізаційні моделі та розрахункові результати зміни витрат на електричну енергію та безпосередніх втрат від нерівномірності споживання електричної енергії у НДР «Розроблення науково-методологічних основ агрегування та керування віртуальними електростанціями і активними споживачами в умовах енергоринку» (номер державної реєстрації: 0117U004285);
- оригінальне програмно-алгоритмічне забезпечення, призначене для керування попитом на електричну енергію у випадку оптимізації режимів функціонування енергетичного хабу в рамках виконання гранту Президента

України для підтримки наукових досліджень молодих учених НДР «Розробка моделі оптимального функціонування енергетичних хабів в інтелектуальних системах енергопостачання України (№ державної реєстрації 0118U100552);

- метод оцінки можливості видозміни добового графіка споживання електричної енергії групами споживачів з подальшим формуванням оптимізованого графіка генерації та споживання електричної енергії НДР «Дослідження оптимального функціонування інтегрованих систем енергозабезпечення споживачів із застосуванням комплексного акумулювання електричної та теплової енергій» (№ державної реєстрації 0117U003825);

- програмне забезпечення, розроблені оптимізаційні моделі та отримані розрахункові результати впроваджено у практичну діяльність ПрАТ «ДТЕК Київські електромережі» (м. Київ), НКРЕКП (м. Київ), ПАТ «Київенерго» (м. Київ), «Принт Маркет» (м. Рівне).

Отримані результати використовуються у навчальному процесі на кафедрі електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського.

**Особистий внесок здобувача.** Наукові положення, висвітлені в дисертаційній роботі, отримані здобувачем особисто. У роботах, опублікованих у співавторстві, здобувачеві безпосередньо належать: у публікації [1] – наведена класифікація показників енергоефективності для сектору транспорту; [2] – аналіз ефективності програм з керування попитом споживачів; [4] – особливості застосування програм з керування попитом на електричну енергію у сучасних силових установок; [5] – застосування програм з керування попитом на електричну енергію для морських складів; [7] – аналіз кращих світових практик та приклад роботи алгоритму для поліграфічного підприємства; [8] – представлений механізм оцінки нерівномірності споживання та генерації електричної енергії в енергетичних хабах; [9] – дорожня карта та методи проведення енергоаудиту; [10] – оцінка ефективності інноваційних програм з енергоменеджменту; [11] – розробка програмного забезпечення, методу та алгоритму визначення нерівномірності; [12] – класифікація ступеня залученості активних споживачів та їх потенціалу; [13] – характеристика інтелектуальних

енергетичних систем; [14] – представлена класифікація основних методів керування попитом на електричну енергію; [15] – наведена оцінка ефективності інноваційних програм енергоменеджменту; [16] – аналіз існуючих програм з керування попитом на електричну енергію та програм енергоменеджменту; [21] – аналіз можливостей програм з керування попитом на електричну енергію в умовах існуючих концепцій енергетичних хабів; [22] – математичні моделі оптимізації режимів функціонування енергетичних хабів; [23] – дорожня карта енергоаудиту та підходи до енергетичного обстеження.

**Апробація результатів дисертації.** Основні положення дисертації було висвітлено на 23 міжнародних науково-технічних та науково-практичних конференціях: міжнародна науково-технічна конференція «Проблеми сучасної електротехніки» (Київ, 2016), Міжнародна науково-технічна конференція «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку» PEMS (Київ, 2016 – 2018), Міжнародна науково-практична конференція «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті» (Київ, 2016, 2017), Kyiv Urban Fest 2 (Київ, 2016), міжнародна науково-практична конференція Електрифікація транспорту "Транселектро" (Дніпропетровськ, 2015), «Аспірантські читання пам'яті А.В. Праховника» (Київ, 2016 – 2018), міжнародна науково-практична конференція «Енергозбереження, енергоефективність та енергоаудит в Україні» (Київ, 2015), міжнародна науково-практична конференція «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті» (Київ, 2015–2017), міжнародна науково-технічна конференція «Енергетика. Екологія. Людина», міжнародна конференція «Інтелектуальні енергетичні системи ESS» (Київ, 2017), міжрегіональний інвестиційний форум з питань енергоефективності та енергозбереження (Рівне, 2017), IEEE 18th International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2nd Industrial and Commercial Power Systems Europe (Рига, 2018), семінар Наукової ради з проблеми «Наукові основи електроенергетики» (Київ, 2017–2019).

**Публікації.** За результатами досліджень опубліковано 23 наукові праці, з них 3 у Scopus, у тому числі 8 статей у наукових фахових виданнях (з них 1 стаття

у виданнях іноземних держав, 7 у виданнях України, які включені до міжнародних наукометричних баз), 2 статті у виданнях іноземних держав, які включені до міжнародних наукометричних баз, 1 авторське свідоцтво, 11 тез доповідей у збірниках матеріалів конференцій, 1 навчальний посібник.

**Структура та обсяг дисертаційної роботи.** Дисертаційна робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел з 150 найменувань і 3 додатків. Загальний обсяг роботи становить 185 сторінок, у тому числі 121 сторінки основного тексту, 68 рисунків, 24 таблиці.

## РОЗДІЛ 1 ХАРАКТЕРИСТИКА СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

### 1.1. Особливості розвитку систем електропостачання згідно з концепцією Smart Grid в рамках процесу енергетичного переходу

На сьогодні в Україні активно відбувається процес адаптації її енергетичного законодавства до законодавства Європейського Союзу, а саме реалізація Третього енергетичного пакету [16]. Це забезпечуватиме можливості всіх європейських громадян скористатися перевагами, що надає прозорий і конкурентний енергетичний ринок: вільний вибір споживачами постачальників, більш конкурентні ціни, безпека постачання енергоресурсів. Проведений аналіз показав, що для досягнення цих цілей передбачає [8], [17], [18]:

- відокремлення функції підприємств із видобування та продажу енергоресурсів від функцій транспортування, що уможливить лібералізацію ринків електроенергії та газу;
- посилення транскордонної торгівлі у сфері енергетики;
- створення ефективніших національних регуляторних органів;
- сприяння більшій прозорості діяльності енергетичних компаній та інше.

Враховуючи Європейський досвід і реформи в енергетичній сфері України виникає необхідність щодо реалізації сучасних вимог до СЕП, які визначаються засадами Smart Grid та передбачають, перш за все, досягнення заданої надійності й економічності їх функціонування, що обумовлені, зокрема, станом основного обладнання енергосистем й активної поведінки споживача [12], [19]. Разом із тим у разі створення й керування СЕП, існує необхідність оцінювання відповідності показників процесу енергозабезпечення та впливу суб'єктів енергетики на функціонування СЕП у процесі впровадження положень концепції Smart Grid із врахуванням активної поведінки споживача щодо керування енергоспоживанням [19]. За визначенням USA Department of Energy Grids 2030: «Інтелектуальна мережа SmartGrid – це повністю автоматизована енергосистема,

що забезпечує двосторонній потік електричної енергії та інформації між електричними станціями і електроприладами» [20].

Для енергетики України, яка знаходиться на етапі зміни своєї парадигми розвитку, актуальним є перехід до нових структур у вигляді інтегрованих інтелектуальних енергопостачальних систем (ІЕС), які передбачають інтеграцію самоорганізуючих систем електро- та теплопостачання, побудованих за мультиагентним принципом на інтелектуальній основі. Ідеологія, створення та керування такими системами є найважливішою проблемою, яка потребує проведення активних досліджень [21]–[23].

У результаті проведеного аналізу виявлено основні фактори, що визначають необхідність кардинальних перетворень в електроенергетиці під впливом складних умов, серед яких варто виділити такі фактори, що зображеними на рис. 1.1 [24], [25].

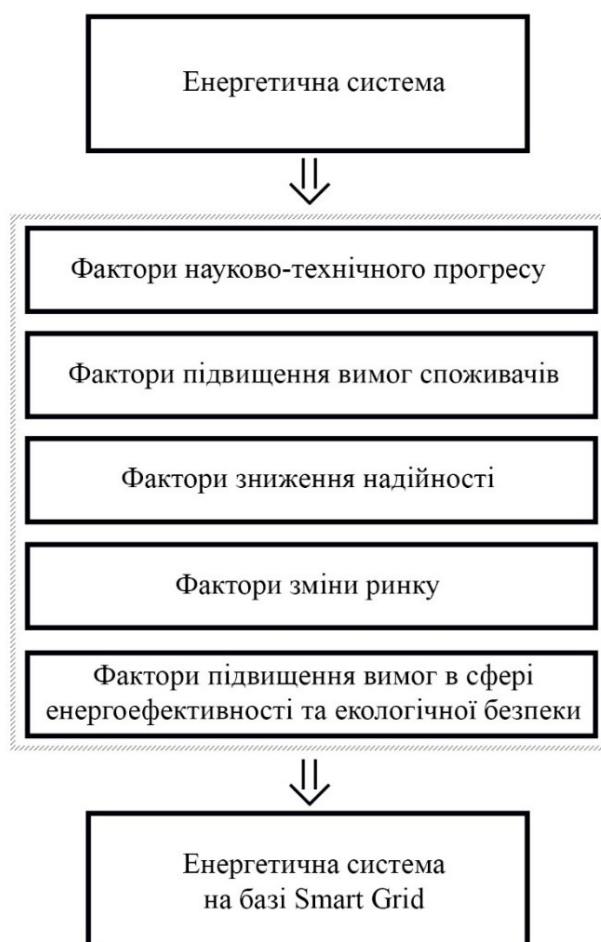


Рис. 1.1 – Фактори перетворень в електроенергетиці



Фактори науково-технічного прогресу [26], [27]:

- поява і розвиток нових технологій, пристроїв і матеріалів (у тому числі в інших галузях), які потенційно можна застосувати в сфері електроенергетичного виробництва, і в першу чергу зростання темпів і масштабів розвитку комп'ютерних та інформаційних технологій;
- інтенсивне зростання кількості малих генеруючих (у першу чергу відновлюваних) джерел енергії в світі [6];
- загальна тенденція до підвищення рівня автоматизації процесів.

Фактори підвищення вимог споживачів:

- підвищення вимог до набору і якості послуг [28], [29];
- очікування зниження цінових параметрів послуг галузі;
- вимоги до інформаційної прозорості системи взаємовідносин суб'єктів електроенергетичних ринків, у першу чергу зі споживачами [30].

Фактори зниження надійності [31]:

- наростаючий рівень зносу обладнання;
- необхідність масових інвестицій в реновацію основних у фондів;
- зниження загального рівня надійності електропостачання;
- високий рівень втрат у разі перетворення, передачі та розподілу електроенергії.

Фактори зміни ринку [32]:

- енергетичних ринків;
- економічна нестабільність;
- реформування організації функціонування електроенергетики в більшості країн;
- розвиток ринку пільг на екологічно небезпечні викиди;
- тривалий інвестиційний і життєвий цикл активів і галузі в цілому, складові від 15 до 40 років.

Фактори підвищення вимог у сфері енергоефективності та екологічної безпеки:

- необхідність зниження впливу на навколишнє середовище;

– необхідність підвищення енергоефективності та енергозбереження.

Ідентифікація цих умов і факторів висунула на передній план проблему розвитку електроенергетики в рамках традиційних підходів та існуючих принципів і способів, включаючи технологічний базис.

Протягом останнього десятиліття обговорюється проблема створення інтелектуальних електроенергетичних систем [33], [34]. У багатьох країнах це обумовлено декількома основними чинниками: очікуваним значним поширенням відновлюваних джерел енергії, додатковим попитом на електричну енергію, пов'язаних із поступовим переходом на електромобілі, розвитком інформаційних технологій, що дають змогу створити якісно нові високоефективні системи моніторингу та керування [35].

До числа найбільш істотних змін у розвитку суспільства і економіки, що впливають у тому числі на енергетичну галузь, зарубіжні вчені та дослідники відносять такі фактори табл. 1.1 [36].

Енергокомпанії Європейського Союзу, США, Канади, Японії й інших країн вже впровадили масштабні пілотні проекти реалізації окремих фундаментальних положень концепції Smart Grid. Політика розвинених країн світу, принципи побудови та функціонування лібералізованих енергетичних ринків спрямовані саме на стимулювання енергозбереження та підвищення ефективності енерговикористання [4], [37].

Зокрема, на енергоринку PJM (США) здатність споживача скорочувати попит на електроенергію вважається еквівалентною до здатності виробника підвищувати виробництво електричної енергії. Правила цього ринку надають можливість кінцевим споживачам продавати ресурси з боку попиту у вигляді енергоефективних ресурсів або за допомогою керування попитом, утворюючи в такий спосіб конкуренцію компаніям-виробникам електричної енергії [38].

У порівнянні з іншими країнами в Україні дослідження знаходяться на початковій стадії. При цьому слід враховувати, що концепція Smart Grid базується на ретельно скоординованому, комплексному вирішенні проблеми

перебудови енергетичного сектору економіки і має враховувати особливості електроенергетичної системи нашої країни [39].

Таблиця 1.1 – Фактори впливу на енергетичну галузь

Фактор впливу	Зміни у енергетичній галузі
Підвищення рівня життя	дефіцит джерел електричної енергії
	постійно зростаючі вимоги до надійності і якості електропостачання з боку споживачів
Загальний економічний розвиток	постійне підвищення вартості електричної енергії в усьому світі, вимоги екологічної та промислової безпеки функціонування енергетичних об'єктів, зниження загальносистемних витрат
Соціальна привабливість галузі	старіння і наростаючий дефіцит кваліфікованих кадрів в енергетичній галузі
	зростання вимог зацікавлених сторін до результатів діяльності енергетичних компаній

Проведений аналіз публікацій [8], [18], [24], [25], [31], [40], [41] дав змогу сформулювати такі вихідні положення, прийняті у разі розробки та розвитку концепції Smart Grid:

1. Концепція Smart Grid передбачає системне перетворення електроенергетики (енергосистеми) і впливає на всі її основні елементи: генерацію, передачу і розподіл (включаючи і комунальну сферу), збут і диспетчеризацію.

2. Енергетична система в майбутньому розглядається як подібна мережі Інтернет інфраструктура, призначена для підтримки енергетичних, інформаційних, економічних і фінансових взаємовідносин між усіма суб'єктами енергетичного ринку та іншими зацікавленими сторонами.

3. Розвиток і функціонування енергетичної системи мають бути спрямовані на задоволення та узгодження усіма зацікавленими сторонами основних вимог - ключових цінностей, вироблених у результаті спільного бачення усіма зацікавленими сторонами цілей і шляхів розвитку електроенергетики.

4. Довгострокове перетворення електроенергетики має бути спрямовано на розвиток існуючих та створення нових функціональних властивостей енергосистеми і її елементів, що забезпечують найбільше досягнення цих ключових цінностей.

5. Електрична мережа (всі її елементи) розглядається як основний об'єкт формування нового технологічного базису, що дає можливість істотного поліпшення досягнутих і створення нових функціональних властивостей енергосистеми.

6. Розробка концепції комплексно охоплює всі основні напрямки розвитку: від досліджень до практичного застосування та тиражування - і зачіпає наукову, нормативно-правову, технологічну, технічну, організаційну, управлінську та інформаційну сфери.

7. Реалізація концепції носить інноваційний характер і відображає перехід до нового технологічного укладу в електроенергетиці та в економіці в цілому.

Як зазначено у звіті європейської комісії, інтелектуалізація енергетичних мереж займає провідне місце в рішеннях і директивних документах керівних органів провідних країн, електроенергетичних організацій, компаній і наукових виданнях [42].

Енергокомпанії ЄС, США, Канади, Японії й інших країн вже впровадили масштабні пілотні проекти реалізації окремих фундаментальних положень концепції Smart Grid [43]–[45]. Політика розвинених країн світу, принципи

побудови та функціонування лібералізованих енергетичних ринків спрямовані саме на стимулювання енергозбереження та підвищення ефективності енерговикористання [46].

Тому на цей час для України гостро постає завдання створення методологічних засад побудови та функціонування нових структур у вигляді інтелектуальних інтегрованих електропостачальних систем, які передбачають інтеграцію самоорганізуючих систем електро- та теплопостачання, побудованих за мультиагентним принципом на інтелектуальній основі; виконання комплексного моніторингу таких систем, що включає оцінку стану та діагностики їх елементів; формування принципів взаємодії енергетичних систем згідно з політикою Європейського співтовариства на різних рівнях організаційної структури енергетики у процесі лібералізації ринку електричної енергії. У табл. 1.2 наведена порівняльна характеристика функціональних властивостей сьогодишньої енергетичної системи і енергетичної системи на базі концепції Smart Grid [47].

Проведений аналіз підтвердив, що саме розвиток і здійснення функціональних властивостей, розглянутих вище, дадуть змогу істотно підвищити ефективність електроенергетики і забезпечити очікувані вигоди для всіх зацікавлених сторін.

Загалом ефекти і вигоди для бізнесу, отримані завдяки впровадженню концепції Smart Grid, можуть набувати різні форми [1], [33]:

- безпечніший процес виробництва продукції за рахунок підвищення надійності електропостачання;
- підвищення ступеня задоволеності споживачів;
- зростання обсягів продажів внаслідок підвищення рівня обслуговування споживачів;
- зниження виробничих витрат внаслідок скорочення простоїв через перерви у роботі енергетичної системи.

Таблиця 1.2 – Порівняльна характеристика функціональних властивостей сьогодної електроенергетичної системи і електроенергетичної системи на базі концепції Smart Grid

<b>Електроенергетична система сьогодні</b>	<b>Енергетична система на базі концепції Smart Grid</b>
Одностороння комунікація між елементами або її відсутність	Двосторонні комунікації
Централізована генерація - складно інтегрована розосереджена генерація	Розосереджена генерація
Топологія – переважно радіальна	Переважно мережева
Реакція на наслідки аварії	Реакція на запобігання аварії
Робота обладнання до відмови	Моніторинг і самодіагностика, що продовжують «життя» обладнання
Ручне відновлення	Автоматичне відновлення
Схильність системних аварій	Запобігання розвитку системних аварій
Ручне і фіксоване виділення мережі	Адаптивне виділення
Перевірка обладнання за місцем	Віддалений моніторинг обладнання
Обмежений контроль перетоків потужності	Керування перетіканнями потужності
Недоступна або сильно запізнена інформація про ціну для споживача	Ціна в реальному часі

Фактори, що визначають необхідність кардинальних перетворень в електроенергетиці, розвиток концепції Smart Grid, нові ринкові умови та цілі розвитку світової енергетики обумовили виникнення поняття енергетичний перехід. Енергетичний перехід (нім. *Energiewende*, англ. *Energy Transition*) – це перехід провідних країн до сталих економік шляхом відновлюваної енергетики, енергоефективності та сталого розвитку, де кінцевою метою є відмова від використання вугілля та інших невідновлюваних енергоресурсів [9], [48].

Можна констатувати зближення позицій IEA і IRENA та навести окремі результати спільного дослідження IEA і IRENA «Перспективи енергетичного переходу» (*Perspectives for the Energy Transition*) [6], [9]:

1. Очікується, що близько 70% світового енергобалансу в 2050 р. буде низьковуглецевим в основному за рахунок ВДЕ, енергоефективності, а також технологій уловлювання та зберігання вуглецю. Здійснення енергетичного переходу потребуватиме значних додаткових політичних заходів у сфері вдосконалення енергетичної політики та правил роботи ринків електричної і теплової енергії;

2. Успішна інтеграція ВДЕ в роботу електроенергетичних систем стає ключовим елементом економічно ефективного енергетичного переходу;

3. Забезпечення доступу до сучасних енергетичних послуг для тих, хто на цей час їх позбавлений, залишається пріоритетом (поряд з покращенням якості довілля за рахунок впровадження екологічно чистих енергетичних технологій);

4. Енергетичний перехід, крім виробництва та розподілу енергії, охоплюватиме і сектори кінцевого споживання: на електромобілі припадатиме домінуюча частка пасажирських і вантажних перевезень; розгортання ВДЕ має перейти за межі енергетичного сектору в теплопостачання і транспорт;

5. Пріоритетом стане доступне, надійне та стійке біоенергопостачання.

Для розв'язання цих проблем Єврокомісією розпочато підготовку до прийняття нового, четвертого енергетичного пакета (winter energy package). Концепція Четвертого енергопакета викладена в доповіді Єврокомісії (Clean Energy for All European, 2018), в якому виділено три основні цілі: досягнення глобального лідерства в сфері ВДЕ, забезпечення кращих умов для споживачів, пріоритетність енергоефективності [49]. Всі цілі передбачають зростання значення ОСР та ВДЕ в мережах СЕП.

На сьогодні для електроенергетики в цілому можна визначити такі ознаки сучасного енергетичного переходу [6], [49]:

1) перехід до більш гнучкої архітектури енергетичних систем за рахунок зростання частки ВДЕ та РГ в енергобалансі, розвитку інтелектуальних мереж систем (Smart Grid) у взаємозв'язку з розвитком технологій та ринку зберігання енергії, а також за рахунок появи активних споживачів (prosumer та prosumage);

2) перехід до нового пакета технологій: генерація електроенергії на базі

ВДЕ, застосування силової електроніки, систем зберігання енергії, водневої енергетики, цифрової платформи (Cloud-технології) і Big Data, Internet of Things, високих фінансових технологій, наприклад, блокчейн;

3) перехід до нової бізнес-моделі електроенергетики: від традиційного ланцюжка формування доданої вартості «генерація – трейдинг – передача – збут» до моделі «Інтернету енергії» (Internet of Energy) і надання послуг у sms-середовищі, а також перехід до розвитку нових сервісів для «споживачів–виробників» енергії;

4) трансформація системи регулювання ринку електроенергетики: перехід від підтримки ВДЕ і конкуренції на ринку електроенергії до пріоритету підтримки споживача, інтеграції локальних рішень, а також від постачання енергії до «з'єднання потужностей» в рамках «Інтернету енергії» (Energy net), перехід до «гнучкого» ринку.

Міжнародним агентством з відновлюваної енергетики (IRENA) визначено, що важливо задіяти системний енергетичний підхід, що має передбачати [24]:

- взаємодію секторів електроенергетики, опалення, охолодження та транспорту;
- зв'язок відновлюваної енергетики з енергоефективністю;
- узгодження національної, регіональної та муніципальної політики;
- політичну волю та раціональне керування, які потрібні на першому плані;
- у разі зупинення субсидій на викопні палива і атомну енергетику, введення вуглецевого ціноутворення та забезпечення однакових умов.

Для ефективного впровадження нових ринкових механізмів та забезпечення системного підходу у разі інтеграції зазначених вище положень варто розглядати не загальну енергосистему України, а її локальну складову. Узагальнено локальна електроенергетична система (ЛЕС) – це група взаємопов'язаних споживачів та генераторів в з чітко окресленими електричними межами, які по відношенню до загальної мережі виступають як один контрольований об'єкт (рис. 1.2) [50], [51].



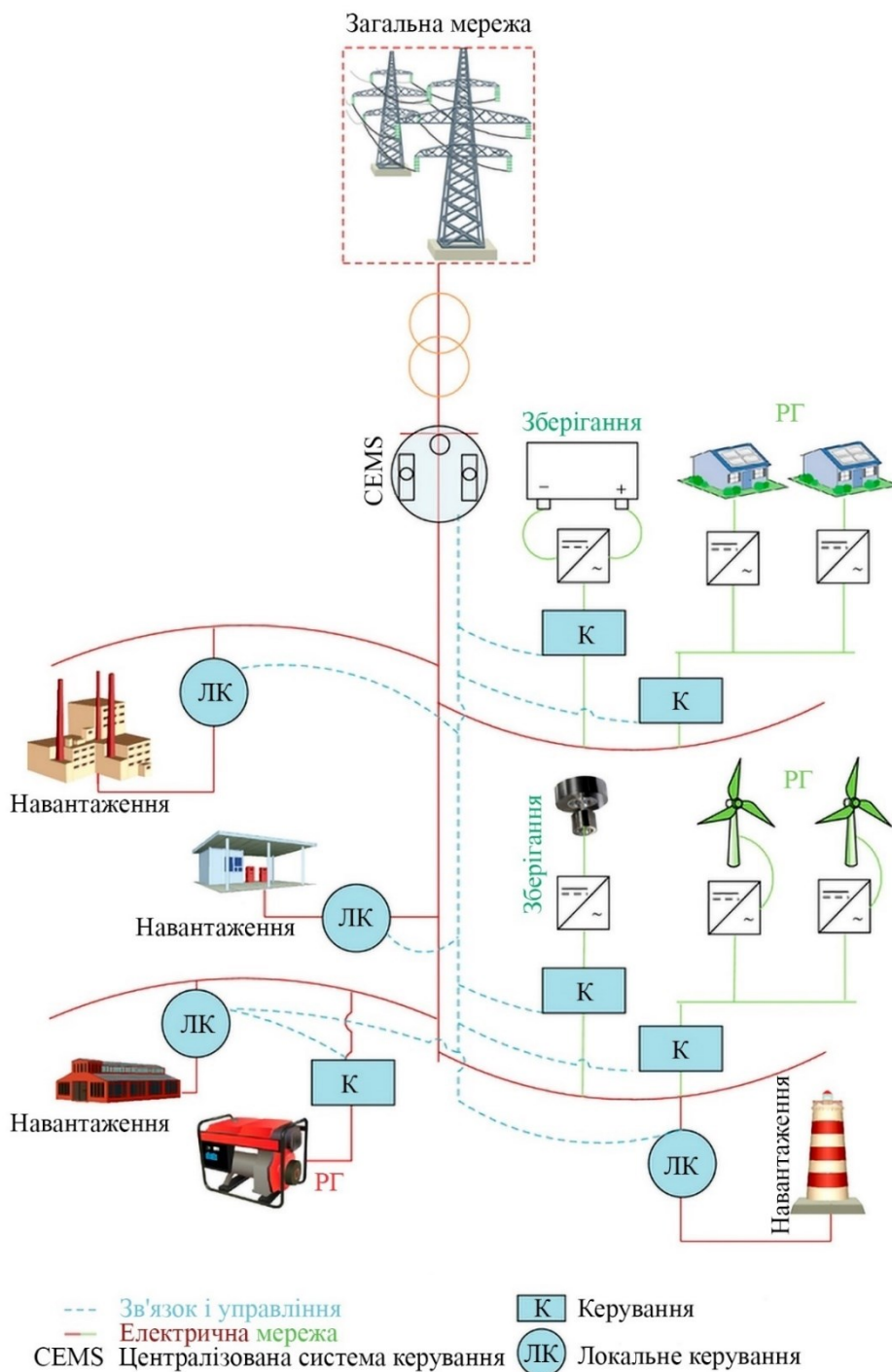


Рис.1.2 – Приклад локальної енергетичної системи з джерелами РГ

ЛЕС на певному етапі розвитку зможе підключатися і відключатися від мережі для роботи в режимі підключення до загальної мережі, або в режимі незалежного функціонування. Узагальному вигляді структура ЛЕС складається з декількох джерел електроенергії, пристроїв її акумулювання та засобів регулювання

потоків електроенергії [39], [52]. Умовно рівні приєднання ЛЕС до загальної мережі можна розділити на 3 рівні (рис. 1.3):

- 1) джерела генерації малої потужності, що включають і системи акумулювання;
- 2) джерела генерації середньої та великої потужності;
- 3) мікромережі які мають загальну точку приєднання до мережі.

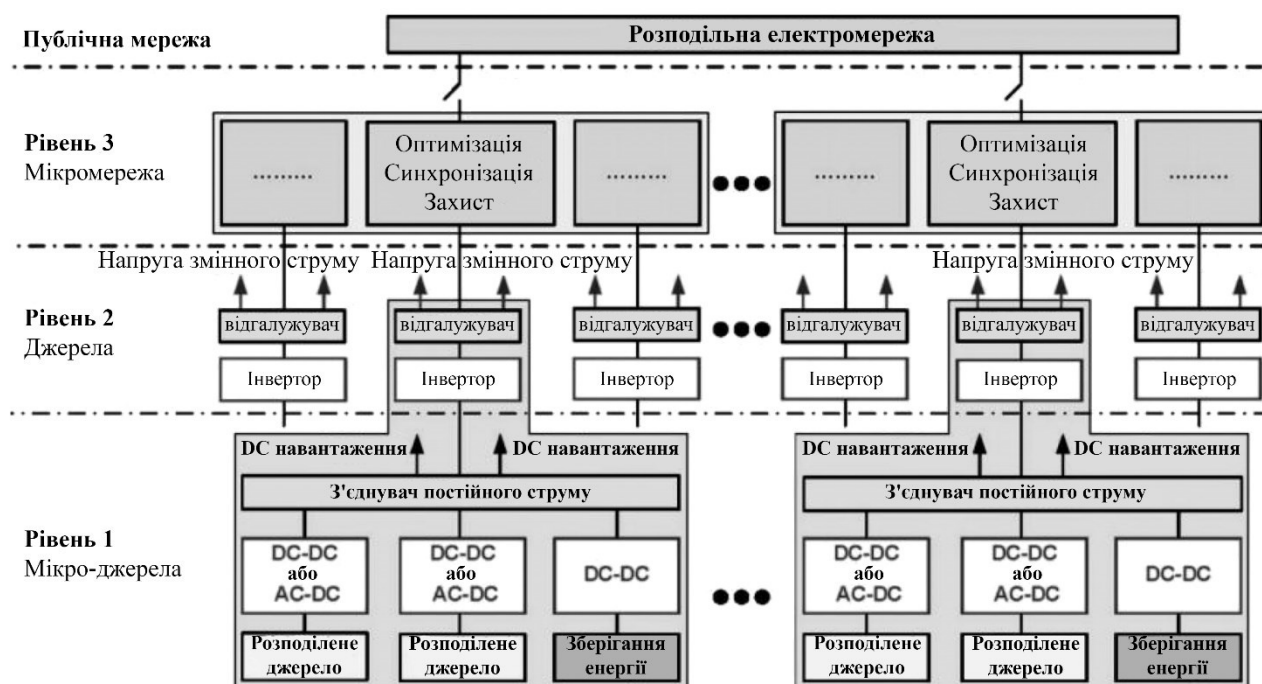


Рис. 1.3 – Структура ЛЕС на прикладі трьох рівнів приєднання до мережі

Основними відмінностями між ЛСЕП та традиційною електроенергетичною системою є:

- 1) джерела розосередженої генерації (РГ) мають набагато менший розмір порівняно з основними генераторами;
- 2) потужність, що генерується у разі розподільної напруги, може бути підключена безпосередньо до споживача;
- 3) джерела РГ встановлюються близько до споживача, забезпечуючи ефективне електропостачання з необхідними параметрами напруги і частоти без суттєвих втрат електроенергії, які відбуваються у звичайних електромережах.

Ефективність та надійність роботи ЛЕС базуються на пошуку її оптимальної архітектури відносно розподілу потоків електроенергії та інформації про стан всіх її вузлів [48].

Проаналізувавши етапи розвитку ЛЕС, можна виділити три основні етапи розвитку з основними особливостями призначення, які наведені у табл. 1.3

Як варіант ЛЕС, варто додатково виділити системи типу «енергетичний хаб» – фіксований набір вузлів мережі [53–56], що становить єдиний спеціалізований простір для постачання різноманітних видів енергоресурсів.

Таблиця 1.3 – Етапи та особливості розвитку ЛЕС

Етапи розвитку ЛЕС	Тип	Модель	Особливості
1 етап (РГ на основі джерел постійного струму)	Локальні <b>стаціонарні</b> електроенергетичні системи на основі локальних електростанцій <i>постійного</i> струму	$U_{\Gamma} = U_{0\Gamma}; I_{\Gamma} = I_{0\Gamma};$ $U_H = U_{0H}; I_H = I_{0H};$ $U_{\Gamma} = U_H; I_{\Gamma} = I_H;$ $P = U \cdot I;$ $S = P;$ $U_0 = E_{\Gamma} - I_0 \cdot R_0.$	<b>Тип джерела:</b> генератор постійного струму на основі парового двигуна. <b>Тип навантаження:</b> все навантаження (постійний струм)
2 етап (централізація генерації ел. ен. на основі традиційних джерел змінного струму)	Локальні <b>стаціонарні</b> електроенергетичні системи <i>змінного</i> струму	$U_{\Gamma} = u_{\Gamma}(t); I_{\Gamma} = i_{\Gamma}(t);$ $U_H = u_H(t); I_H = i_H(t);$ $U_{\Gamma} = U_H; I_{\Gamma} = I_H;$ $P = U \cdot I \cos \varphi;$ $Q = U \cdot I \sin \varphi;$	<b>Тип джерела:</b> генератори змінного струму, що працюють на диз. паливі та природному газі. <b>Тип навантаження:</b> резервне живлення
	Локальні <b>мобільні</b> електроенергетичні системи <i>змінного</i> струму	$Q_B = \sum_{k=1}^{\infty} U_k \cdot I_k \cdot \sin \varphi_k;$ $S = \sqrt{P^2 + Q_B^2};$ $\begin{cases} u(t) = \sum_{k=1}^n U_k \\ i(t) = \sum_{k=1}^{n,m} I_k \end{cases};$ $u(t) = e_{\Gamma}(t);$	<b>Тип джерела:</b> генератори змінного струму, що працюють на диз. паливі та природному газі. <b>Тип навантаження:</b> бортові системи морських суден, локомотивів
	Локальні <b>мобільні</b> електроенергетичні системи <i>постійного</i> струму	$U_{\Gamma} = U_{0\Gamma}; I_{\Gamma} = I_{0\Gamma};$ $U_H = U_{0H}; I_H = I_{0H};$ $U_{\Gamma} = U_H; I_{\Gamma} = I_H;$ $P = U \cdot I;$ $S = P;$	<b>Тип джерела:</b> генератори постійного струму, що працюють на диз. паливі та природному газі. <b>Тип навантаження:</b> бортові системи морських суден, локомотивів.

<p>3 етап</p> <p>(поява РГ на основі НВДЕ з використанням пристроїв силової електроніки)</p>	<p>Локальні <b>стаціонарні</b> електроенергетичні системи <i>змінного</i> струму</p>	$U_{Г1} = U_{0Г}; I_{Г1} = I_{0Г};$ $U_{Г2} = u_{Г}(t); I_{Г2} = i_{Г}(t);$ $U_{Н} = u_{Н}(t); I_{Н} = i_{Н}(t);$ $U_{Г} \neq U_{Н}; I_{Г} \neq I_{Н};$ $P = U \cdot I \cos \varphi;$ $Q = Q_{\phi} = u(t) \cdot i_{\phi}(t);$ $S = \sqrt{P^2 + Q_{\phi}^2};$ $\begin{cases} u(t) = U_0 + \sum_{k=1}^n U_k \\ i(t) = I_0 + \sum_{k=1}^{n,m} I_k \end{cases}.$	<p><b>Тип джерела:</b> генератори змінного струму, що працюють на диз. паливі та природному газі; генератори постійного струму на основі джерел РГ з використанням перетворювачів на основі пристроїв СЕ.</p> <p><b>Тип навантаження:</b> базове навантаження, резервне живлення, все навантаження, часткове покриття навантаження у разі паралельної роботи мереж</p>
	<p>Локальні <b>мобільні</b> електроенергетичні системи <i>змінного</i> струму</p>	$U_{Г} = U_{0Г}; I_{Г} = I_{0Г};$ $U_{Н} = u_{Н}(t); I_{Н} = i_{Н}(t);$ $U_{Г} \neq U_{Н}; I_{Г} \neq I_{Н};$ $P = U \cdot I \cos \varphi;$ $Q = Q_{\phi} = u(t) \cdot i_{\phi}(t);$ $S = \sqrt{P^2 + Q_{\phi}^2};$ $\begin{cases} u(t) = U_0 + \sum_{k=1}^n U_k \\ i(t) = I_0 + \sum_{k=1}^{n,m} I_k \end{cases}.$	<p><b>Тип джерела:</b> генератори змінного струму, що працюють на диз. паливі та природному газі.</p> <p><b>Тип навантаження:</b> бортові системи морських суден, локомотивів</p>
	<p>Локальні <b>мобільні</b> електроенергетичні системи <i>постійного</i> струму</p>	$U_{Г} = U_{0Г}; I_{Г} = I_{0Г};$ $U_{Н} = U_{0Н}; I_{Н} = I_{0Н};$ $U_{Г} = U_{Н}; I_{Г} = I_{Н};$ $P = U \cdot I;$ $S = P.$	<p><b>Тип джерела:</b> генератори змінного струму, що працюють на диз. паливі та природному газі.</p> <p><b>Тип навантаження:</b> бортові системи морських суден, локомотивів.</p>

В табл. 1.3 використано такі позначення:

$U_{Г}$  напруга генератора

$U_{Н}$  напруга навантаження

$I_{Н}$  струм навантаження

$I_{Г}$  струм генератора

$U_{0Г}$  напруга генератора (система постійного струму)

$I_{0Г}$  струм генератора (система постійного струму)

$U_{0Н}$  напруга навантаження (система постійного струму)

$I_{0H}$  струм навантаження (система постійного струму)

$Q_B$  реактивна потужність по Будеану

$U_k$  напруга к-ї гармоніки

$I_k$  · струм к-ї гармоніки

$\sin \varphi_k$  ... к-ї гармоніки

$E_T$  ЕРС генератора

$I_0$  постійний струм

$R_0$  опір (система постійного струму)

Для створення енергетичних хабів в Україні необхідним є комплексне використання можливостей математичного та технічного забезпечення, широке впровадження сучасних інформаційно-обчислювальних комплексів, розробка нових теоретичних засад, що адекватно враховують побудову СЕП на базі Smart Grid систем [57–63] (рис. 1.4).

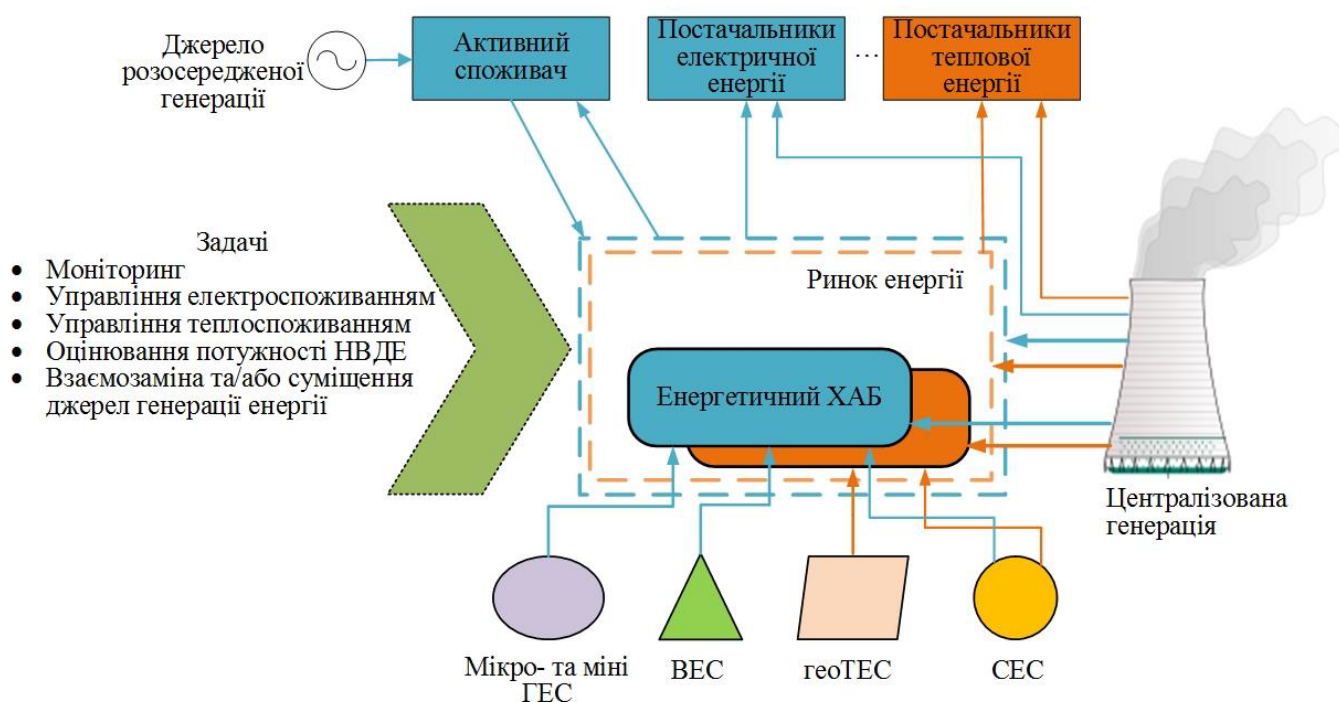


Рис. 1.4 – Структура інтегрованої інтелектуальної енергопостачальної системи

У результаті інтеграції систем енергопостачання на рівнях виробництва і споживання енергоносіїв виникає необхідність спільного розгляду електричних, теплових і газових розподільних мереж для вирішення завдань оптимізації

потокорозподілу в інтегрованих системах енергопостачання, оптимізації добових режимів у разі їх диспетчеризації [64], аналізу надійності енергопостачання за використання інтегрованих систем та ін.

Концепція енергетичних хабів розглядається у роботах [2, 41, 65–69]. У них представлено математичні моделі для визначення оптимальної потужності споживання та генерації енергоресурсів. Функціонування інтегрованих енергопостачальних систем згідно з положеннями енергетичних хабів поки для умов України практично не досліджувалось. Необхідно виконати глибокий аналіз та адаптацію до вітчизняних умов світового досвіду, на основі чого можуть бути сформульовані актуальні задачі досліджень.

Енергетичний хаб розглядається як об'єкт, в якому декілька видів енергоносіїв можуть бути перетворені, оброблені та накопичені. Він є інтерфейсом між різними енергоносіями та навантаженнями, передбачаючи велику кількість технологій для виробництва, перетворення, транспортування та зберігання енергії та складається з різноманітних компонентів: теплових, електричних та газових мереж [53, 54, 64].

Таблиця 1.4 – характеристика можливих джерел РГ

Характеристики	Сонячна	Вітрова	Міні-ГЕС	Дизель-генератор	Когенерація
Географічне положення	Залежить	Залежить	Залежить	Будь-де	Залежить від палива
Викиди парникових газів	Відсутня	Відсутня	Відсутня	Високі	Залежить від палива
Керованість генерацією	Відсутня	Відсутня	Відсутня	В будь-який момент	Залежить від палива
Типовий інтерфейс	Силовий перетворювач (DC-DC-AC)	Силовий електронний перетворювач (AC-DC-AC)	Синхронний або індукційний генератор	відсутній	Синхронний генератор
Керування потоком потужності	МРРТ, напруга постійного струму ( $+P, \pm Q$ )	МРРТ, обертаючий момент контроль ( $+P, \pm Q$ )	Керовані ( $+P, \pm Q$ )	Керовані ( $+P, \pm Q$ )	Подача палива, автоматичне регулювання напруги ( $+P, \pm Q$ )

У рамках ЛЕС розрізняють поняття MicroGrid – інноваційна концепція малої енергетики, що передбачає створення локальних мережових енергетичних структур [8, 70, 71]. Уніфікована структура системи MicroGrid включає акумуляторні батареї, перетворювальні пристрої напруги, контролери заряду/розряду, різноміснi генератори в тому числі РГ та НВДЕ характеристика яких наведена у таблиці, а також навантаження (рис. 1.5).

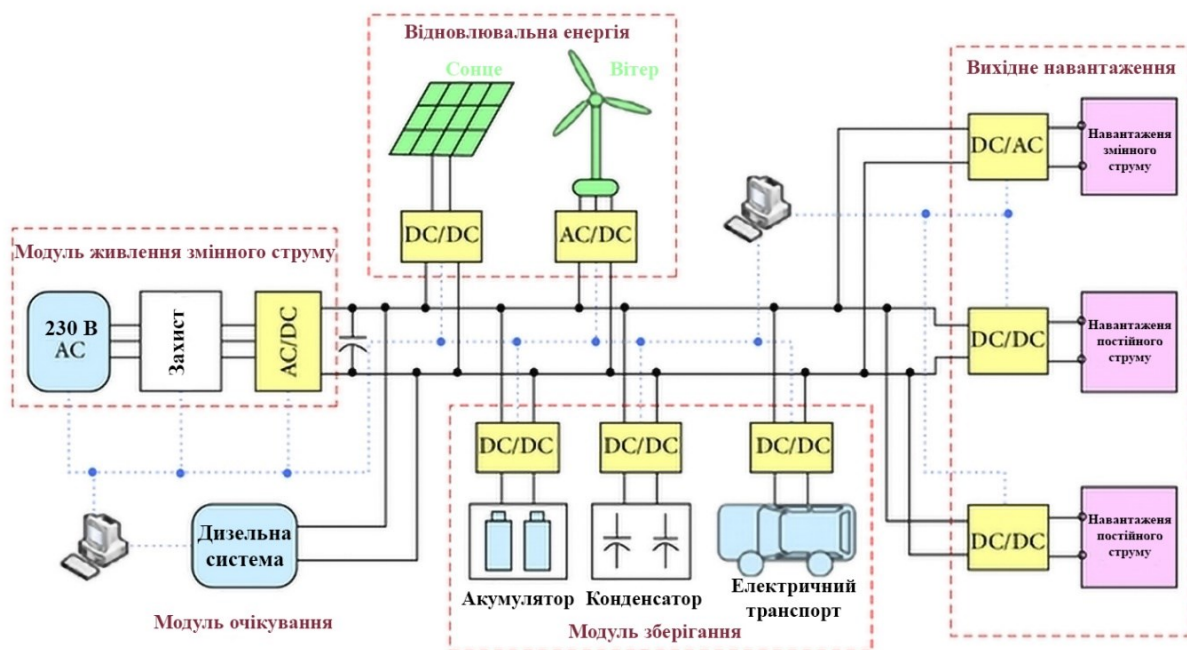


Рис. 1.5 – Приклад архітектури Microgrid

До систем Microgrid відносять приватні будинки типу «розумний будинок», автономні та / або підключені до загальної мережі локальні електротехнічні об'єкти – фермерські господарства, віддалені дослідницькі станції, морські та космічні комплекси, що мають забезпечувати умови функціонування та технологічні завдання приєднаного навантаження. Реалізація узгодженого керування пристроями споживання та генерації в Microgrid дає змогу забезпечувати стабільність та високий рівень енергоефективності функціонування системи.

## **1.2. Особливості функціонування локальних систем електропостачання з залученням НВДЕ та активного споживача у разі впровадження програм з керування попитом на електричну енергію**

Як показано в розділі 1.1, децентралізація електроенергетичних систем та комплексів призводить до більшого різноманіття та розвитку локальних мереж. Згідно з визначенням Закону України про електроенергетику визначення локальної електричної мережі відноситься до ділянки місцевості, а саме місцева (локальна) мережа це приєднана електрична мережа, призначена для передавання електричної енергії від магістральної електричної мережі до споживача [72]. Тобто навіть з законодавчого визначення місцевої (локальної) електричної мережі наявність приєднання до магістральної мережі не є обов'язковою ознакою місцевої (локальної) електричної мережі, оскільки вирішальним є призначення електричної мережі, а не її приєднання до магістральної мережі.

Додатково в українському законодавстві вже введено поняття мала система розподілу (МСР) як окрема електрична мережа, приєднана до мереж системи розподілу або передачі, якою здійснюється розподіл електричної енергії певній кількості користувачів та яка є власністю/співвласністю суб'єкта/суб'єктів господарювання і побудована для задоволення потреб цих користувачів [73, 74].

Діяльність МСР забезпечує оператор малої системи розподілу (ОМСР), що виконує функції, має права та обов'язки ОСР щодо користувачів МСР, електроустановки та/або мережі яких приєднані до мереж малої системи розподілу з урахуванням особливостей, визначених правилами роздрібного ринку електричної енергії, без отримання ліцензії на провадження господарської діяльності з розподілу електричної енергії. По відношенню до інших учасників роздрібного ринку оператор малої системи розподілу має права та обов'язки споживача електричної енергії. Схематично таку структуру ЛСЕП можна представити у вигляді системи без джерел РГ та НВДЕ рис.1.6, з джерелами РГ та НВДЕ – на рис. 1.7.





розглядатись можливість передавання надлишків згенерованої електроенергії в загальну мережу рис. 1.8.

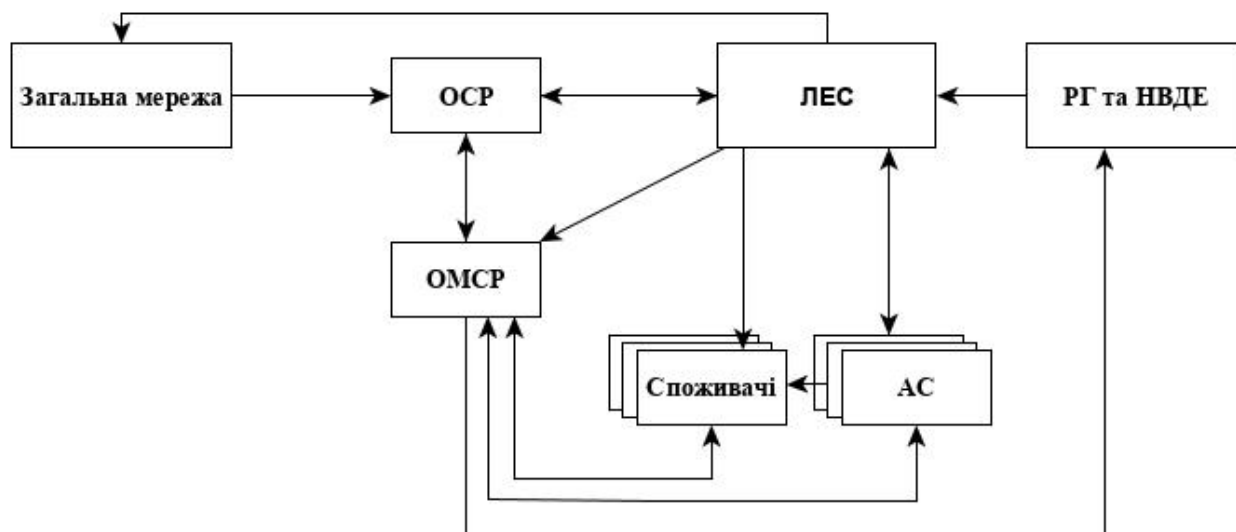


Рис. 1.8 – ЛСЕП з власними джерелами генерації з можливістю передачі потужності в загальну мережу

Електричні мережі можуть бути визначені як МСП, а отже і ЛСЕП, якщо це [73] є:

- система розподілу, створена в єдиному проєкті забудови (черги забудови), яка перебуває у власності споживачів - юридичних осіб та розташована на обмеженій території житлового комплексу;
- система розподілу, яка створена на правах спільної власності на обмеженій території земельної ділянки та використовується співвласниками для задоволення потреб (садові товариства, гаражні кооперативи, котеджні містечка тощо), визначених відповідним статутом організацій та/або об'єднань громадян;
- система розподілу, мережами якої здійснюється розподіл електричної енергії переважно для власника мереж або юридичних осіб, пов'язаних з ним господарськими відносинами та/або відносинами контролю;
- електричні мережі, що розподіляють електричну енергію Користувачам на обмеженій території комерційного закладу (офісні центри, торговельно-розважальні комплекси тощо), пов'язаним між собою господарськими відносинами та/або відносинами контролю;

– електричні мережі, що розподіляють електричну енергію на обмеженій території Користувачам, виробничі процеси яких пов’язані між собою з технологічних причин або міркувань безпеки;

– електричні мережі, що розподіляють електричну енергію на обмеженій території Користувачам закладу громадського обслуговування (спортивно-оздоровчі та санаторно-курортні комплекси тощо).

МСП має бути забезпечена приладами комерційного обліку загального перетоку електричної енергії та кожного користувача цієї системи окремо відповідно до Кодексу комерційного обліку.

Основним етапом розвитку програм з керування попитом на електричну енергію має стати еволюція споживача до smart consumer, а саме його переходу в клас АС [75]. АС може не лише керувати власним споживанням, але й залучати системи генерації та акумулювання в рамках системи енергетичного менеджменту [12]. У разі розглядання груп АС градацію еволюції їх ролі можна розширити до партнера який спроможний скоротити споживання за наявності прямого доступу до керування навантаженням та просьюмера (prosumer), що мають значну долю власної генерації, яку оператор енергетичної компанії може використовувати для потреб сусідніх споживачів [19]. Етапи еволюції ролі споживача та його споживчих характеристик наведено у табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Еволюція споживача в ЛСЕП [18]

<b>Етап розвитку споживача</b>	<b>Споживчі характеристики</b>	<b>Рівень інтеграції систем керування</b>
Споживач Consumer	Веб платформа, навчання, відслідковування інформації	Блок передачі/Блок споживача
«Розумний» споживач Smart consumer	Керування власним навантаженням	Блок генерації/Блок передачі/Блок споживача

Активний споживач Active consumer	Власні системи генерації та акумулювання	Блок генерації/Блок передачі/Блок споживача, блок активного споживача, блок акумуляції
Партнер Partner	Пряме керування навантаженням	Блок споживача, блок передачі блок активного споживача, блок генерації, блок передачі
Просьюмер Prosumer	Надання послуг іншим споживачам	Блок споживача, блок передачі блок активного споживача, блок генерації, блок передачі,

Зростання кількості нових ВДЕ та необхідності керування та узгодження їх роботи в ЛЕС є одним з чинників інтелектуалізації ЛЕС та ЛСЕС. Еволюція СЕС з ВДЕ згідно з прогнозом ІЕА включає шість основних фаз, у кожній з яких відбуваються зміни у моделях керування рис. 1.9.

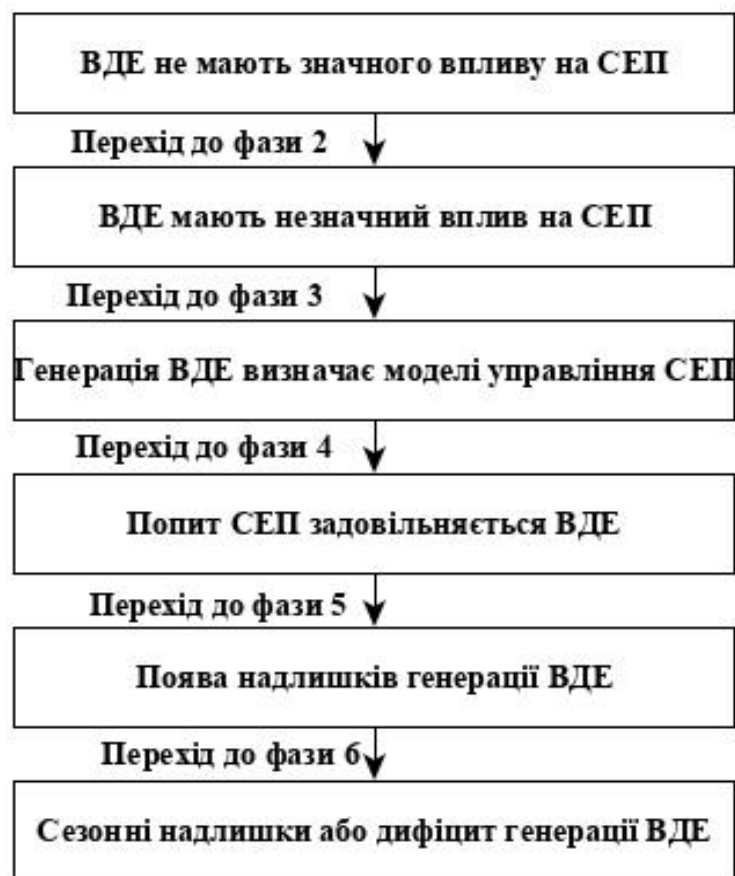


Рис. 1.9 – Фази розвитку ЛЕС у разі зростання кількості приєднаних ВДЕ

Для першої фази, коли ВДЕ практично не впливають на СЕП, зміни в структурі керування відсутні, проте впровадження механізмів оптимізації графіків власного споживання може бути застосоване як спосіб зменшення витрат, пов'язаних з оплатою спожитої електроенергії. Для четвертої фази характерною особливістю визначено наявність періодів покриття ВДЕ всього попиту ЛЕС. На цьому етапі доцільним є розгляд механізмів оптимізації графіків споживання з врахуванням можливості накопичення та диверсифікації первинних енергетичних ресурсів. Для заключної шостої фази, в якій прогнозується наявність сезонних надлишків чи дефіциту та планується використання водневих технологій накопичення разом з використанням технологій виробництва та використання синтетичних палив, різко зростає ступінь важливості механізмів оптимізації, прогнозування та керування режимами роботи складових СЕП.

Існує безліч варіантів стандартизації, ринкових та регуляторних інструментів, які можуть сприяти інтелектуалізації СЕП. Ці варіанти можна згрупувати в такі категорії з наступними категоріями можливих заходів, зображених на рис. 1.10:

- інституції, які впливають на загальну політику розвитку, вибір енергетичних стратегій та правових рамок;
- контролюючі органи, які створюють норми та стандарти, встановлюють тарифи та проводять планування;
- безпосередньо оператори, енергетичні підприємства та інші учасники, що впливають на правила ринку, розробляють протоколи роботи та варіації структури СЕП.

Спектр заходів, які доступні на різних рівнях, має бути унікальним, узгодженим та взаємодоповнюючим у питаннях інтелектуалізації СЕП. Схематично зв'язки між учасниками ринку та категоріями заходів для впливу на інфраструктуру можна навести у вигляді блок-схеми на рис. 1.10



Рис. 1.10 – Взаємозв'язки між учасниками, нормативно-правовою базою та інфраструктурою

Для впливу на режим роботи споживача в першу чергу традиційно застосовуються різні види диференційованої за часом споживання тарифікації, серед яких [76, 77]:

- Time-of-use pricing (TOU). Диференційована тарифікація за часом споживання – зазвичай відноситься до певних часових діапазонів споживання – пікового, позапікового, рідше – напівпікового;
- Real-time pricing (RTP). Тарифікація в режимі реального часу – визначається у відповідності до часу споживання;
- Variable Peak Pricing (VPP). Тариф змінного пікового споживання – гібрид тарифікації в режимі реального часу та тарифікації за часом споживання – але ціна в години пікового споживання залежить від режимів роботи споживача та ринкових умов;
- Critical peak pricing (CPP). Тариф критичного пікового споживання – коли енергопостачальна компанія визначила загально ринковий підйом ціни або можливість виникнення аварійного режиму, встановлюється критична подія протягом деякого періоду часу, під час якої ціна значно вища. Існує дві варіації даного тарифу – коли ціна і тривалість визначені заздалегідь та коли тривалість

і ціни встановлюються відповідно до умов та потреб у зниженні загального споживання в мережі;

- Critical peak rebates (CPR). Відшкодування зниження пікового споживання, коли енергопостачальна компанія визначила загально-ринковий підйом ціни або можливість виникнення аварійного режиму, вона може встановити критичний період, ціна на електричну енергію залишається незмінною, проте споживачу відшкодовується його зниження відповідно до встановлених прогнозованих та фактичних значень.

Як приклад розрахунку прибутку енергопостачальної компанії, розглянемо ціноутворення за фіксованою ставкою у разі постійних граничних витрат компанії [78]:

$$\pi = \frac{\left[ \sum_{t=1}^3 n_t a_t + \frac{\delta}{k} \sum_{t=1}^3 n_t \beta_t \right]^2}{4 \sum_{t=1}^3 n_t \beta_t} - F - \frac{\delta}{k} \sum_{t=1}^3 n_t a_t, \quad (1.1)$$

де  $q_t$  – попит на електричну енергію в період часу  $t$  (кВт·г);

$\alpha_t$  – допасування функції попитом на інтервалі часу  $t$ ;

$\beta_t$  – нахил кривої попитом на інтервалі часу  $t$ ;

$p_t$  – плата, що стягується монополістом за умови диференційованої тарифікації за часом споживання;

$p$  – плата, що стягується монополістом за умови фіксованих тарифів;

$C$  – обмеження потужності (МВт);

$F$  – фіксовані витрати пов'язані з генерацією та розподілом електроенергії;

$\delta t$  – граничні витрати, пов'язані з залученням додаткових джерел енергії на інтервалі часу  $t$ ;

$\pi$  – загальний прибуток, отриманий монополістом;

$T_1\%$  – відсоток втрат електричної енергії;

$(1 - T_1\%) z_t = q_t$  – спожита енергія / попит на інтервалі часу  $t$ ;

Якщо  $k = (1 - T_1\%)$ , то  $kz_t = q_t$

Формування конкурентних переваг щодо ціноутворення, якості та надійності надання послуг у рамках клієнтоорієнтованого підходу роботи

енергетичної компанії, надає їй значні переваги над конкурентами з точки зору майбутньої можливості споживача обирати енергопостачальну організацію.

### **1.3. Аналіз впливу показників енергетичної ефективності та якості електричної енергії на рівень збитків**

Показники енергоефективності не можуть прогнозувати зміни в загальному енергоспоживанні або дати кількісну оцінку впливу окремих складових чи факторів на загальне енергоспоживання. Тому часто необхідно здійснити більш детальний аналіз, щоб зрозуміти сукупний вплив ряду різних факторів або рушійних сил на загальне енергоспоживання [79]. Декомпозиційний аналіз використовується для розділення впливу різних чинників на загальне споживання енергії. Методика ІЕА для аналізу тенденцій кінцевого споживання зазвичай розрізняє три основні складові, які впливають на споживання енергії: обсяги діяльності, її структура і енергоємність [80]. У разі декомпозиційного аналізу впливу кожного конкретного фактора отримується кількісна оцінка, так що фактори, пов'язані з енергетичною політикою, можуть бути відокремлені від змін у структурній і кількісній складових енергоспоживання за секторами або ключовими видами кінцевого споживання, а також за видами палива. При можливості, щоб врахувати кліматичні та соціальні чинники загального енергоспоживання, виконується дезагрегація на географічному або регіональному рівні. Якщо є більш деталізовані дані, то аналізується вплив більшої кількості факторів на загальне енергоспоживання (таких як коефіцієнт використання потужності, погодні умови тощо). Основним питанням декомпозиції є вибір визначення діяльності. В ідеальному випадку обрана міра діяльності буде використовувати легкодоступні дані і максимально можливо відповідати заявленим цілям і завданням програмної діяльності країни, її окремої галузі або регіону, або ж організації, що виконує аналіз.

Існують різні форми одного й того ж методу залежно від вибору базового року, типу математичної форми або конфігурації (адитивний чи мультиплікативний аналіз) (див. табл. 1.6) [80].

Таблиця 1.6 – порівняння підходів аналізу впливів



Адитивний (у вигляді суми)	Мультиплікативний (у вигляді добутку)
$\Delta E = \Delta E_{ACT} + \Delta E_{STR} + \Delta E_{INT} + \Delta E_{RSD}$	$R = R_{ACT} \cdot R_{STR} \cdot R_{INT} \cdot R_{RSD}$
$\Delta E = \Delta E^{YearT} - \Delta E^{Year0}$	$R = \frac{E^{YearT}}{E^{Year0}}$
<i>ACT</i> – діяльність; <i>STR</i> – структура; <i>INT</i> – енергоємність; <i>RSD</i> - залишковий	

Наведений в табл. 1.7 метод логарифмічних середніх індексів Дівізіа, характеризується повнотою декомпозиції. Однак він не підходить у разі наявності нульових або від'ємних значень в аналізованих наборах даних [81].

Таблиця 1.7 – Метод логарифмічних середніх індексів Дівізіа [82].

	Адитивний	Мультиплікативний
Вплив діяльності ( <i>A</i> )	$E_t^A = \sum_i L(E_i^T, E_i^0) \cdot \ln\left(\frac{A^T}{A^0}\right)$	$R_t^A = \exp \sum_i \left( \frac{L(E_i^T, E_i^0)}{L(E^T, E^0)} \cdot \ln\left(\frac{A^T}{A^0}\right) \right)$
Структурний вплив ( <i>S</i> )	$E_t^S = \sum_i L(E_i^T, E_i^0) \cdot \ln\left(\frac{S_i^T}{S_i^0}\right)$	$R_t^S = \exp \sum_i \frac{L(E_i^T, E_i^0)}{L(E^T, E^0)} \cdot \ln\left(\frac{S_i^T}{S_i^0}\right)$
Вплив енергоємності ( <i>I</i> )	$E_t^I = \sum_i L(E_i^T, E_i^0) \cdot \ln\left(\frac{I_i^T}{I_i^0}\right)$	$R_t^I = \exp \sum_i \left( \frac{L(E_i^T, E_i^0)}{L(E^T, E^0)} \cdot \ln\left(\frac{I_i^T}{I_i^0}\right) \right)$
	$E_t^S$ – енергоспоживання за <i>T</i> -й рік; $E^0$ – енергоспоживання за 0-й рік; <i>i</i> – підсектор або вид кінцевого використання.	$L(a, b) = \frac{a - b}{\ln a - \ln b}, a, b > 0,$ $a \neq b$

Вибір базового року є надзвичайно важливим і допускає різновиди фіксованого або зчепленого базового року. У разі зчепленого базового року замість одного базового року використовується часовий ряд, оскільки для кожного року базовим вважається попередній рік. Вважається, що метод зчеплення дає більш точні результати і полегшує аналіз множинних періодів часу. Вибір адитивної або мультиплікативної конфігурації переважно залежить від наявності даних і форми, в якій вимагається дати результат впливу окремих

ефектів або факторів, досліджуваних у рамках декомпозиційного аналізу, як відносна зміна або в абсолютних величинах [79]. У табл. 1.8 наведено відмінність між адитивною і мультиплікативною конфігураціями [81]. У разі повної декомпозиції залишковий член  $RSD$  в адитивному аналізі має дорівнювати ( $RSD = 0$ ), тоді як в мультиплікативному й декомпозиції -  $RSD = 1$ .

Метод прямого індексу Ласпейреса (табл. 1.8) відомий легкістю використання. Однак у цьому методі є залишковий член, який може бути значним (зокрема у разі розгляду тривалих періодів часу або дуже швидких змін, як у разі рецесії або експансії) і викликає питання точності й застосовності результатів декомпозиції з використанням цього методу [80].

Загалом МЕА виділяє п'ять секторів: житловий сектор, послуг, промисловість, транспорт та інші, для яких і формується напрям підвищення якості розробки стратегії шляхом більш ефективного використання показників для моніторингу результатів у сфері енергоефективності [80].

Таблиця 1.8 – Впливи на зміну показників енергоефективності

	Адитивний	Мультиплікативний
Вплив діяльності ( $A$ )	$E_t^A = A_t \cdot \sum_i S_0^i \cdot I_0^i - E_0$	$R_t^A = \frac{A_t \cdot \sum_i S_0^i \cdot I_0^i}{E_0}$
Структурний вплив ( $S$ )	$E_t^S = A_0 \cdot \sum_i S_t^i \cdot I_0^i - E_0$	$R_t^S = \frac{A_t \cdot \sum_i S_0^i \cdot I_0^i}{E_0}$
Вплив енергоємності ( $I$ )	$E_t^I = A_0 \cdot \sum_i S_0^i \cdot I_t^i - E_0$	$R_t^I = \frac{A_t \cdot \sum_i S_0^i \cdot I_0^i}{E_0}$
$t$ – кінцевий рік; $0$ – базовий рік; $i$ – підсектор або вид кінцевого використання.		

Економію енергії в результаті скорочення енергоємності можна визначити як різницю між гіпотетичним і фактичним енергоспоживанням:

$$SAVINGS_t^i = HEU_t^i - E_t^i. \quad (1.2)$$

Аналіз можна розширити, включивши в розгляд зміни викидів  $CO_2$  шляхом введення параметрів структури споживання палива і вміст вуглецю (або  $CO_2$  ємності) додаткові фактори. Структура споживання палива може

використовуватися для опису змін у долях різних видів палива (включаючи електроенергію) в кінцевому споживанні, а вміст вуглецю означає викиди CO<sub>2</sub> на одиницю спожитої енергії [80]:

$$F_t^{i,f} = \frac{E_t^{i,f}}{E_t^i}; C_t^{i,f} = \frac{C_t^{i,f}}{E_t^i}. \quad (1.3)$$

Викиди CO<sub>2</sub> в секторі можна розкласти на результати впливу діяльності, структури, енергоємності, структури споживання палива, а також вміст вуглецю, відповідно до такої формулами де  $f$  означає тип палива[83]:

$$G_t = A \cdot \sum_i \left[ S_t^i \cdot I_t^i \cdot \sum_f F_t^{i,f} \cdot C_t^{i,f} \right]. \quad (1.4)$$

Це робить можливим розрахунок гіпотетичних викидів CO<sub>2</sub>, а також величини скорочення викидів. Наприклад, дві наступні формули представляють вплив вмісту вуглецю і відповідне скорочення викидів[81].

$$G_t^C = \frac{A_0 \cdot \sum_i \left[ S_0^i \cdot I_0^i \cdot \sum_f (F_0^{i,f} \cdot C_t^{i,f}) \right]}{G_0}; \quad (1.5)$$

$$CO2SAVINGS_t^C = \frac{G_t}{G_t^C} - G_t. \quad (1.6)$$

Використовуваний ІЕА метод декомпозиції дає змогу спостерігати вплив елементів, що відносяться до енергоємності та ємності вуглецю, окремо від змін у складових енергоспоживання, пов'язаних зі структурою і діяльністю. Це допомагає і визначати найбільш ефективні напрямки заходів, і відслідковувати прогрес після їх реалізації [79].

Метою такого роду декомпозиції є: кількісна оцінка внеску певних факторів у зміну енергоспоживання; виявлення джерела змін енергоспоживання; вимірювання ефективності енергетичної політики і технологій.

Як приклад впливу окремих факторів, варто зазначити, що швидке збільшення кількості великих комп'ютерних систем, які використовуються у сфері бізнесу, комерційних і фінансових структурах, для керування, контролю і автоматизації технологічних процесів, які дуже сприятливі до зовнішніх збурень. Особливою чутливістю до електромагнітних перешкод (ЕМП) характеризується

так званий "Цифровий бізнес" – фірми [84], діяльність яких пов'язана з отриманням, обробкою, передачею та використанням інформації (табл. 1.9).

Таблиця 1.9 – Збитки від ЕМП [85]

Сфера бізнесу	Збитки, дол./хв
Послуги операторів мобільного зв'язку	41000
Роздрібна торгівля з допомогою засобів телекомунікації	72000
Резервування авіаквитків	90000
Операції за кредитними картками	2580000
Брокерські операції	6480000

Наприклад, в США за даними за 2001 р. на частку цифрового бізнесу припадало близько 12% всієї споживаної електроенергії; прогнозується, що до 2011 року ця цифра зросте до 16%. Причиною збитків є складність сучасних технологічних процесів і високі вимоги до підтримання їх стабільності. В табл. 1.10 наведені типові суми збитків від перерви електропостачання у деяких галузях промисловості.

Таблиця 1.10 – Збитки галузей від ЕМП

Галузі промисловості (сфера діяльності)	Збитки євро\перерва ЄС
Виробництво напівпровідників	380000
Комп'ютерний центр	750000
Телекомунікації	30000\хв
Талаліварне виробництво	350000
Скляна промисловість	250000

Оскільки якісна оцінка оптимальності режимів функціонування СЕП потребує врахування багатьох технічних та природних факторів, будемо використовувати показники якості електричної енергії разом з показниками надійності та економічних збитків для системи.

Основними показниками якості електроенергії у разі живлення від електричних мереж трифазного струму є відхилення і колювання частоти, ступінь несинусоїдальної форми кривої напруги, не симетрія напруги і зсув нейтралі, відхилення і колювання напруги.

Норми на ці показники якості електроенергії в точках мереж, до яких безпосередньо приєднуються споживачі, визначаються стандартами EN 50160, IEEE 519, G5/4, ГОСТ 13109-97, ГОСТ Р54149-2010 [85, 86].

Проблема керування якістю електроенергії в системі безпосередньо пов'язана з керуванням електроспоживанням. Тут якість електроживлення доцільно характеризувати як сукупність надійності СЕП та якості електроенергії. До нормалізованих показників якості електричної енергії належать відхилення та колювання частоти, відхилення, колювання, несиметрія, неурівноваженість і несинусоїдальність напруги. Установлено два види норм якості електроенергії: допустимі та гранично допустимі. Наведені нормативні показники широко використовуються на практиці і є директивними. Досвід їх використання показав доцільність доповнення відомих систем показників характеристиками і показниками, які оцінюють ефективність перетворення електроенергії, ступінь ЕМС тощо.

Важливими є аналіз залежності показників від параметрів СЕП, усталеність роботи елементів СЕП, розвиток системи за її експлуатації. Так, з урахуванням необхідності розгляду різних сторін енергетичних процесів у СЕП, системи енергетичних характеристик і показників поряд з нормативними мають вміщувати додаткові складові:

- 1) споживану активну потужність  $P$ ;
- 2) складові втрат активної потужності від різних факторів неякості електромагнітних процесів (складові потужності Фризе  $Q_F$ );
- 3) модифікації реактивної потужності;
- 4) показники, які характеризують форми сигналів  $i(t)$ ,  $u(t)$ ,  $p(t)$  імпульсів та імпульсних послідовностей;
- 5) екстремальні значення сигналів  $i(t)$ ,  $u(t)$ ,  $p(t)$  та їх похідні;

- 6) коефіцієнти перетворення енергії;
- 7) техніко-економічні показники;
- 8) сигнали керування та контролю;
- 9) характеристики взаємного впливу елементів системи, рівнів досягнення електромагнітної сумісності.

Оскільки всі ці види спотворень спричиняються роботою електроустановок споживачів, спільний вплив яких визначає сумарний рівень спотворень у точці приєднання до мережі, виникає необхідність визначення допустимого індивідуального внеску кожного споживача в погіршення якості.

Економічні показники роботи електроустаткування і в ряді випадків кількість і якість продукції, що випускається, істотно залежать від наявності та впливу електромагнітних завад. У разі проектування і експлуатації СЕП може виявитися необхідним розрахувати економічний збиток, спричинені їх впливом. Необхідність визначення таких збитків виникає також у разі коригування існуючих і розробках нових стандартів.

Економічні збитки, обумовлені впливом факторів ЕМП мають дві складові: електромагнітну і технологічну. Електромагнітна складова визначається в основному зміною втрат активної потужності і відповідною зміною терміну служби ізоляції електрообладнання. У цьому випадку збиток, пов'язаний з несинусоїдальністю, несиметрією і коливаннями напруги (КН), буде рівним нулю за синусоїдності і симетрії системи лінійних напруги і відсутності КН в мережі; за відхилення напруги збиток приймається рівним нулю за рівня напруги, рівного оптимальному. Технологічна складова збитку викликається впливом завад на продуктивність технологічних установок і собівартість продукції, що випускається.

У загальному вигляді значення економічного збитку за відсутності КН виражаються безперервними і диференційованими функціями відповідних показників ЕМП. У разі відсутності взаємного зв'язку між окремими показниками збиток, обумовлений кожним з них, може бути представлений степеневим поліномом щодо відповідного показника економічних збитків  $Z$  [86]:

$$Z = \sum_{s=1}^m \left\{ \sum_{k=1}^3 \left[ a_{s_k}^{(e)} + a_{s_k}^{(T)} \right] \Delta U_y^k + \sum_{p=1}^2 \left[ b_{s_p}^{(e)} + b_{s_p}^{(T)} \right] k_{2pu} + \sum_{l=1}^2 \sum_{n=1}^n \left[ C_{s_n l}^{(e)} + C_{s_n l}^{(T)} \right] k_{U(n)}^2 \right\}, (1.7)$$

де  $a_{s_k}^{(e,T)}$ ,  $b_{s_p}^{(e,T)}$ ,  $C_{s_n l}^{(e,T)}$  – коефіцієнти, що визначаються електромагнітними (е) і технологічними (т) параметрами електрообладнання  $s$  виду або ділянки технологічного потоку або виробництва;  $\Delta U_y^k$ ,  $k_{2pu}$ ,  $k_{U(n)}^2$  – значення відхилення напруги, коефіцієнта напруги зворотної послідовності та  $n$ -ї гармонічної складової.

Проаналізувавши літературні джерела [29, 85–87], бачимо, що усі відомі алгоритми оцінки збитків та витрат від показників якості потребують подальшого вдосконалення, застосування адекватних характеристик та параметрів, узгодження з нормативно-правовою базою. Як інтегральну характеристику найбільш широкого застосування, варто розглянути реактивну потужність Фризе [88]:

$$Q_{\Phi} = \sqrt{S^2 - P^2}. \quad (1.8)$$

За оцінки поточного рівня електроспоживання вираз для реактивної потужності Фризе  $Q_{\Phi}$  є фактично квадратичною мірою нев'язки між повною  $S$  та активною  $P$  потужністю. Навіть за відсутності реактивних елементів матиме місце співвідношення  $Q_{\Phi} > 0$  у разі нерівномірності протікання процесів.

#### **1.4. Аналіз факторів впливу на добовий графік споживання електричної енергії та показників нерівномірності споживання в системах електропостачання**

Умови роботи енергетичної системи та наявних в ній електростанцій визначаються режимами електро- та теплоспоживання споживачів і характеризуються відповідними графіками навантаження добовим, тижневим та річним.

Основний графік навантаження – добовий, показаний на рис. 1.11 [89] характеризується значною нерівномірністю споживання з характерними зонами.

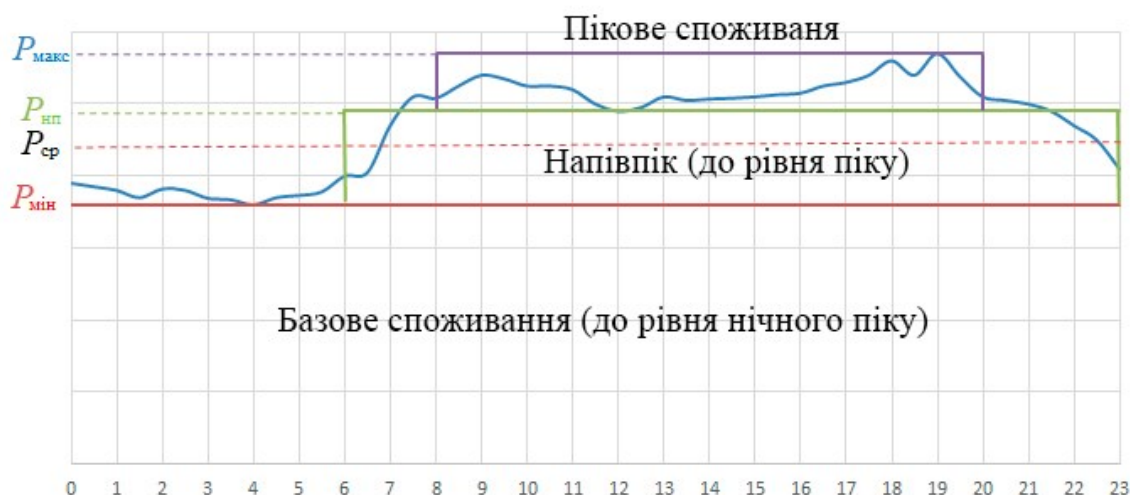


Рис. 1.11 – Типовий добовий графік електроспоживання

Електроспоживання протягом доби має різкозмінний характер за відносно короткі проміжки часу, що можуть бути представлені годинними чи навіть хвилинними інтервалами часу, тому забезпечення балансу згенерованої та спожитої електричної енергії настільки складна задача. Дещо простіша задача вирішення тижневої нерівномірності, що в основному полягає у неминучому масовому відключенні генеруючого обладнання на період вихідних днів [90].

Добовий графік характеризується значною нерівномірністю. Навантаження безперервно змінюється, досягаючи в певні моменти найбільших та найменших значень [91]. У нічний період зберігається навантаження лише цілодобових підприємств та освітлення. О 6–8 год ранку навантаження зростає з відновленням роботи промислових підприємств та транспорту. Провал спостерігається о 12–14 год. у зв'язку з обідньою перервою. Максимум має місце у вечірні години, що пов'язано зі зростанням побутового навантаження.

За типом виникнення всі фактори технологічного середовища діляться на метеорологічні та соціально-економічні (рис. 1.12) [92]. Метеорологічні фактори відображають залежність графіків електроспоживання від погодних явищ, що виражаються в зміні довготи світлового дня, часу заходу і сходу сонця, температури повітря, а також виникненні атмосферних явищ і опадів. Соціально-економічні фактори відображають залежність графіка електричних навантажень від показників, викликаних соціально-економічними укладами життєдіяльності



та економічної активності, наприклад, від типів днів (робочі, вихідні та святкові), тривалості робочих змін, виробничих програм підприємств, особливостей графіків електроспоживання окремих об'єктів, економічної активності господарюючих суб'єктів.



Рис. 1.12 – Фактори впливу на добовий графік електроспоживання [90]

Зазначені фактори умовно можна розділити на три групи: циклічні, природні та випадкові. Ця класифікація походить від характеру виникнення факторів і відображає їх доступність для включення в прогностну модель [92], [93].

Для оцінки нерівномірності добового графіка електроспоживання варто застосовувати такі загально прийняті показники [94–97]:

1) коефіцієнт нерівномірності, що змінюється залежно від пори року, дня тижня та інших чинників:

$$\alpha = P_{\min} / P_{\max} ; \quad (1.9)$$

2) середнє значення навантаження. Як правило, визначається за час циклу за формулою:

$$P_c = \frac{1}{t_y} \int_0^{t_y} P(t) dt ; \quad (1.10)$$

3) середньоквадратичне навантаження. Показник розсіювання величини навантаження:

$$P_{ck} = \sqrt{\frac{1}{t_y} \int_0^{t_y} p^2(t) dt} ; \quad (1.11)$$

4) дисперсія графіка навантаження. Визначається як різниця між середньоквадратичним та середнім значеннями навантажень:

$$Dp = p_{ck}^2 - p_c^2 ; \quad (1.12)$$

5) коефіцієнт форми графіка навантаження. Визначається із співвідношення між середньоквадратичним та середнім навантаженнями.

$$k_\phi = \frac{p_{ck}}{p_c}, k_\phi \geq 1 ; \quad (1.13)$$

6) коефіцієнт максимуму. Розраховується як відношення максимально можливого значення навантаження до середнього:

$$k_M = \frac{p_{\max}}{p_c} ; \quad (1.14)$$

7) коефіцієнт заповнення графіка. Коефіцієнт обернений до коефіцієнта максимуму:

$$k_3 = \frac{p_c}{p_{\max}} ; \quad (1.15)$$

Графіки окремих споживачів варто розділити на чотири основні групи, де  $t_{ци}$  – тривалість  $i$ -го циклу;  $t_{pi}$  – тривалість роботи обладнання  $i$ -го інтервалу;  $t_{pi}$  – тривалість  $i$ -тої перерви;  $W_{зм}$  – кількість спожитої електроенергії за одну зміну [90, 98].

1) періодичні  $t_{ци} = t_p + t_{п}, t_{ци} = \text{const}, W = \text{const};$

- 2) циклічні,  $t_{p1} = t_{p2} = \dots = t_{pi}$ ,  $t_{п1} \neq t_{п2} \neq \dots \neq t_{пи}$ ,  $W_{зм} = \text{const}$ ;
- 3) нециклічні  $t_{p1} \neq t_{p2} \neq \dots \neq t_{pi}$ ,  $t_{п1} \neq t_{п2} \neq \dots \neq t_{пи}$ ,  $W_{зм} \approx \text{const}$ ;
- 4) нерегулярні  $t_{p1} \neq t_{p2} \neq \dots \neq t_{pi}$ ,  $t_{п1} \neq t_{п2} \neq \dots \neq t_{пи}$ ,  $W_{зм} \neq \text{const}$ .

Групові графіки з урахуванням індивідуальних графіків і взаємозв'язку між режимами роботи окремих груп обладнання діляться на три типи.

1. Періодичний графік зазвичай мають споживачі поточних автоматизованих виробництв з жорстким взаємозв'язком технологічних процесів.

2. Практично періодичні, але допускаючи, що за зміну або добу  $W_{зм} = \text{const}$ . Такий графік зазвичай мають споживачі масових виробництв із заданим змінним або добовим планом вироблення продукції.

3. Нерегулярні, коли індивідуальні графіки окремих груп обладнання нерегулярні [90, 98].

Проведений аналіз показав, що у загальному випадку добовий графік має провали, підйоми, мінімуми споживання та піки, що чергуються між собою та характеризують його нерівномірний характер [89, 91].

На рис. 1.13 наведені індивідуальні графіки активної потужності різного виду: періодичний (а), циклічний (б), нециклічний (в), нерегулярний (г). Для графіка на рис. 1.13, а: в проміжку часу  $t_{ц}$  кількість споживаної електроенергії постійна:  $W_{ц} = \text{const}$ . Для графіка на рис. 1.13, б: різні паузи  $t_{п1} = t_{п2} = t_{пи}$ , а тривалість роботи обладнання  $t_{р}$  однакова від циклу до циклу, тому за проміжок часу, наприклад робочу зміну, кількість спожитої електроенергії  $W_{зм} = \text{const}$ . Для графіка на рис. 1.13, в:  $t_{p1} \neq t_{p2} \neq \dots \neq t_{pi}$ ;  $t_{п1} \neq t_{п2} \neq \dots \neq t_{пи}$ ; але, оскільки зазвичай за зміну або добу вироблення продукції планується однаковим, кількість електроенергії, споживаної обладнанням за ці проміжки часу, також буде практично постійною, тобто можна прийняти  $W_{зм} = \text{const}$ . На графіку рис.1.13, г показано нерегулярний режим роботи обладнання з різною тривалістю роботи та нерівномірним виробництвом продукції.

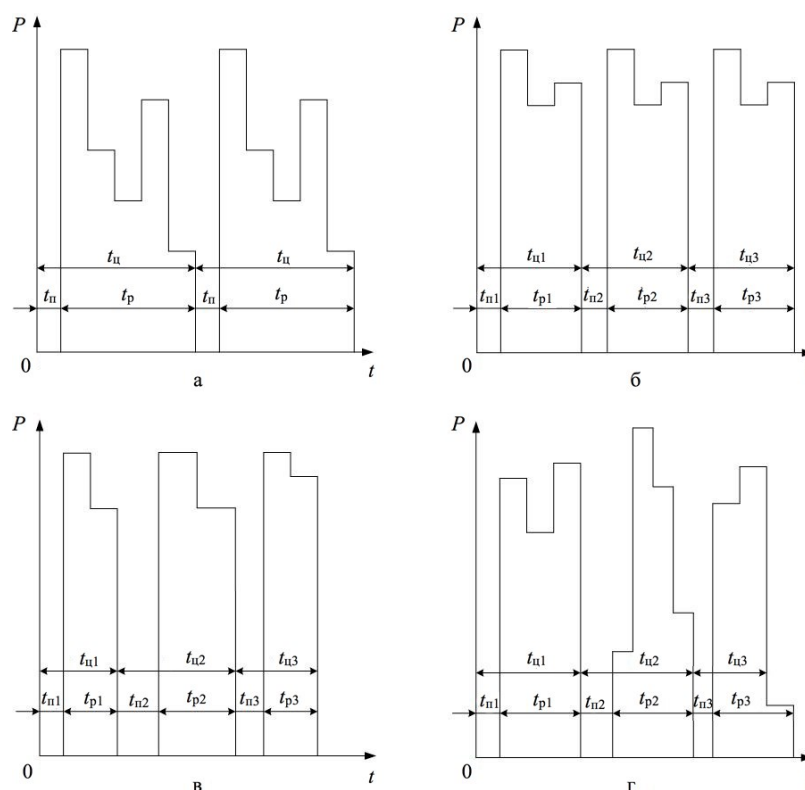


Рис. 1.13 – Основні види індивідуальних графіків споживання для промислових споживачів

Для апроксимації загального графіка навантажень використовується один з двох поширених методів:

- 1) знаходження середнього значення потужності в якості базового рівня на інтервалі часу споживання [99];
- 2) застосування методу кусочно-постійної інтерполяції, що дає змогу апроксимувати функцію поліномами високих порядків [100].

Також варто охарактеризувати можливі варіанти класифікацій споживачів [101, 102]. Класифікація споживачів наведена в табл. 1.11.

Табл. 1.11 Класифікація споживачів

Тип споживача	Населення (місто, селище, ферма) промислові підприємства (більше 750 кВА до 750 кВА), транспорт (міський, приміський, залізничний) та суб'єкт господарювання (фізичні особи, юридичні особи)
Виробничий процес	Циклічно-постійний з можливістю зміни режиму роботи, умовно постійний без можливості зміни режиму роботи, зі змінною продукцією (випуск продукції варіативний), з перервами у роботі

Продовження таблиці 1.11

Можливості зміни режиму роботи	Визначається коефіцієнтом гнучкості виробничого процесу. Як варіант відображення коефіцієнти від 0 до 1.
Реакція на сигнали керування	Показник реакції споживача на вимоги оператора щодо зміни режиму споживання. Від умовного миттєвого 0 год. до інертного – 24 год.
Можливості зниження споживання	Визначається коефіцієнтом гнучкості виробничого процесу з врахуванням беззбитковості зниження навантаження в даний момент часу.
Кількість малопотужного обладнання з короткочасним пуском.	Для врахування можливостей застосування акумуляторних батарей.
Категорії надійності обладнання	Кількість обладнання та їх потужності у відповідності до категорій надійності
Встановлені джерела РГ	Потужність встановлених джерел РГ для врахування можливості самозабезпечення споживача
Встановлені джерела НВДЕ	Потужність джерел НВДЕ та систем акумуляції для врахування можливості самозабезпечення споживача
Можливості встановлення НВДЕ	Врахування можливості встановлення додаткових джерел НВДЕ для самозабезпечення

У разі невиконання умов збереження балансу, виникає значна частота електричного струму та перетоків за міжсистемними лініями електропередачі. Значні відхилення від балансу призводять до серйозних наслідків, пов'язаних із знеструмленням споживачів, відключенням генераторів електростанцій та інших. Тому в електроенергетичній системі на кожен момент часу має бути резерв потужності, що використовується для відновлення балансу у випадку відхилення прогнозованих значень споживання або раптового виходу з ладу генеруючого обладнання [86, 103].

### **Висновки до розділу**

1. Проведено комплексний аналіз особливостей розвитку та функціонування СЕП та ЛСЕП згідно з вимогами концепції Smart Grid в рамках визначених особливостей процесу енергетичного переходу, що дав змогу виявити тенденцію розширення ролі ОСР та ОМСР у разі регулювання та керування режимами роботи СЕП з АС.

2. За рахунок використання співставного (компаративного) методу проведено аналіз та класифікацію основних відмінностей між традиційними СЕП та на базі концепції Smart Grid з АС, визначено роль АС та наведено їх еволюцію з точки зору основних функціональних властивостей та взаємодії з СЕП та ЛСЕП.

3. Проаналізовано можливості оцінки загального рівня енергоефективності та збитків від нерівномірності добового графіка, що дозволяє врахувати сукупний вплив ряду різних факторів або рушійних сил на загальне енергоспоживання.

4. Виявлено основні чинники, що впливають на нерівномірність добового графіка електроспоживання та основні показники оцінки рівня нерівномірності, на основі яких мають бути розроблені оптимізаційні задачі керування режимами функціонування споживачів у СЕП та ЛСЕП.

## **РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ФУНКЦІОНУВАННЯ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ПОПИТОМ НА ЕЛЕКТРИЧНУ ЕНЕРГІЮ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ**

### **2.1 Особливості оптимізації режимів СЕП у разі інтеграції програм керування попитом на електричну енергію**

Менеджмент попитом на енергію (energy demand management), відомий також як DSM або реакція на попит demand response (DR) [104], спрямований на зміну попиту споживачів енергії шляхом використання різних методів, наприклад фінансових стимулів чи ініціатив з енергоефективності [105].

В СЕП DR відноситься в основному до тимчасового зниження обсягів електроспоживання, середня тривалість заходів складає 1–4 год. і є відповіддю на цінові сигнали ринку електричної енергії чи оператора електричної мережі. Ефект від застосування вимірюється в кВт спожитої електричної енергії (також відноситься до кВт год зменшення пікового споживання) та зменшенні витрат.

На відміну від DR заходи, пов'язані з DSM, спрямовані на довгострокову перспективу функціонування і включають зменшення загального рівня енергоспоживання шляхом впровадження заходів з підвищення енергоефективності та енергозбереження [106]. Ефект від застосування вимірюється в кВт год (також відноситься до кВт зменшення пікового споживання).

DSM традиційно розглядається як засіб зниження пікового попиту на електроенергію в мережі [77]. За рахунок зниження загального навантаження на електричну мережу DSM дає змогу зменшити кількість аварій шляхом зменшення кількості відключень, а також підвищити надійність системи [107]. Застосування програм DSM надає змогу подолати бар'єри, які заважають прийняттю багатьох супутніх програм з енергоефективності і залучити грошові кошти з отриманого економічного ефекту від раціонального використання електроенергії та заощаджень з позапікового споживання.

Основний механізм програм DSM[5, 108, 109] зображено на рис 2.1, серед інших він включає в себе наступні інструменти зміни пікового та позапікового споживання (табл. 2.1).

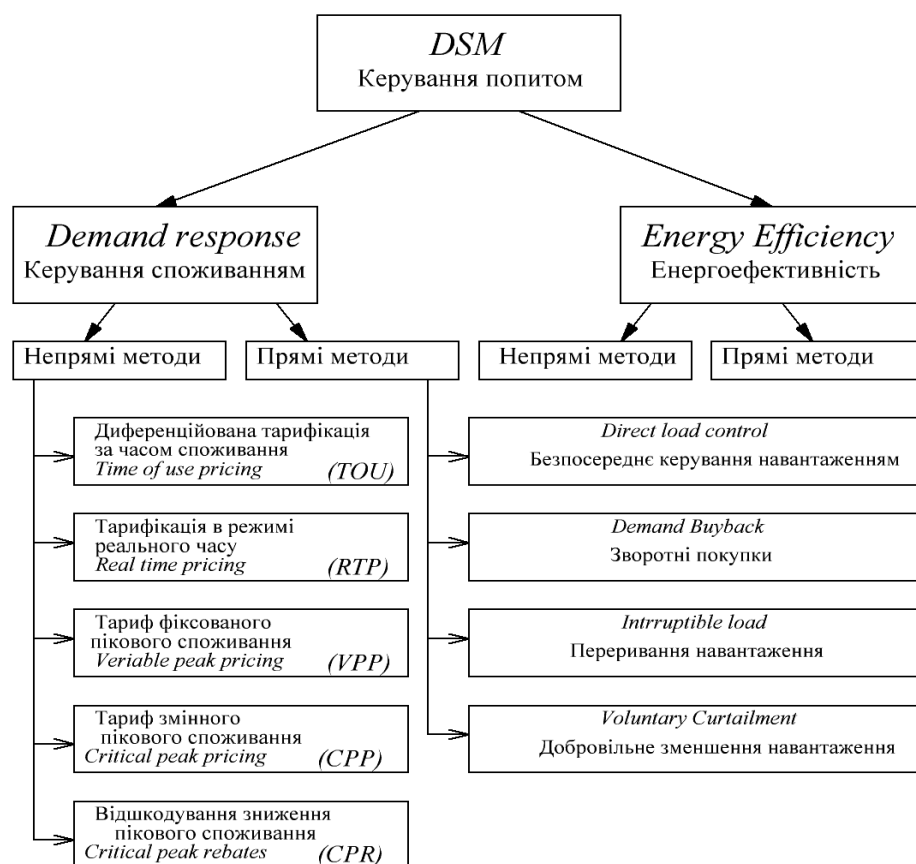


Рис. 2.1 – Основні види та механізми DSM

#### Організаційні:

- Непрямі дії або керування (наприклад, ініціативи по енергозбереженню і/або стимулювання застосування систем керування, установлених споживачем);
- Інформування споживачів (популяризація програм УЕВ серед споживачів).

#### Технічні:

- Децентралізація генерації (маються на увазі джерела постачань від неенергопостачальних компаній);
- пряме керування устаткуванням споживача (обмежники попитом і системи керування, встановлені енергопостачальною компанією);

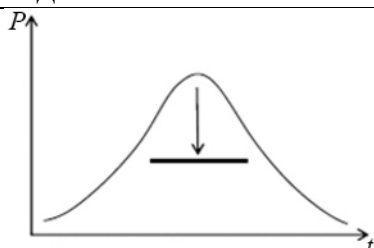
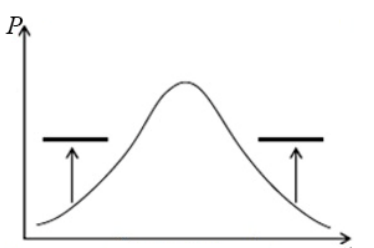


– акумуляція енергії.

Економічні:

Введення стимулюючих тарифів (ціни на енергію залежно від часу споживання), ставки на пікову потужність, ставки (знижки) за переривання (відключення) навантажень.

Таблиця 2.1 – Візуалізація та характеристика оптимізаційної задачі DSM

Назва	Характеристика програми DSM	Візуалізація та оптимізаційна задача
Зменшення пікового навантаження. Peak Clipping	Зменшення пікового навантаження – це програми, спрямовані на вирівнювання графіка споживання шляхом безпосереднього контролю навантаження, відключення обладнання споживачів або введення РГ	 $Max k_3 = \left[ \left[ \sum_{j=1}^J P_{TO(j)} \cdot t_{(j)} \right] \setminus \sum_{j=1}^J t_{(j)} \right] \setminus P_{TO(K)};$ <p>Обмеження :</p> $P_{new}(i) = P_{old}(i) \forall to \longrightarrow tk, th \longrightarrow TD;$ <p>Обмеження :</p> $P_{new}(i) \leq P(value1) \forall tk \longrightarrow th;$ $P_{new}(i) \geq P(value2) \forall tk \longrightarrow th;$ $P(value2) \leq P(value1)$
Заповнення провалів. Valley Filling	Заповнення провалів – це програми, які заохочують позапікове споживання. Вони спрямована на збільшення власного споживання в зонах загального спаду споживання енергосистеми. Стимулювання споживачів зазвичай здійснюється значно нижчими тарифами	 $Max k_3 = \left[ \left[ \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^J P_{(i,j)} \cdot t_{(j)} \right] \setminus \sum_{j=1}^J t_{(j)} \right] \setminus \sum_{i=1}^N P_{(i,k)}$ $Max k_3 = \left[ \left[ \sum_{j=1}^J P_{TO(j)} \cdot t_{(j)} \right] \setminus \sum_{j=1}^J t_{(j)} \right] \setminus P_{TO(K)}$ <p>Обмеження зі збереженням балансу :</p> $P_{new}(i, j) = P_{old}(i, j) \forall tk \longrightarrow th$ <p>Обмеження без балансу :</p> $P_{new}(i, j) \geq P_{old}(i, j) \forall to \longrightarrow tk, th \longrightarrow TD$ $P_{new}(i, j) \geq P(value) \forall to \longrightarrow tk, th \longrightarrow TD$

У табл. 2.1 введено такі позначення:

$P_{new}(i, j)$ : попит типу навантаження  $i$  в інтервалі  $j$  після застосування техніки DSM.

$P_{old}(i, j)$ : попит типу навантаження  $i$  в інтервалі часу  $j$  перед застосуванням програми DSM.

$P_{new}(i, j)$ : не дозволяється збільшувати значення  $P$  (значення), що є граничним значенням, яке задається планувальником.

$P$  (значення): це граничне значення, задане планувальником для навантаження після застосування програми DSM.

$k$ : це часовий інтервал, у разі якого сумарна потреба всіх типів навантажень  $P_{TO}(k)$  є максимальною.

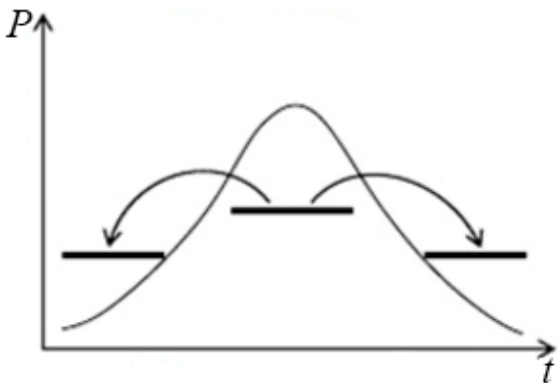
$P_{TO(k)}$  – максимальний попит на всі типи навантажень за всі інтервали часу.

$P_{TO(k)} > P_{TO(j)}, j = 1, \dots, J; j \neq k$ .

$TD$ : сума всіх часових інтервалів;  $TD = t(j)$ .

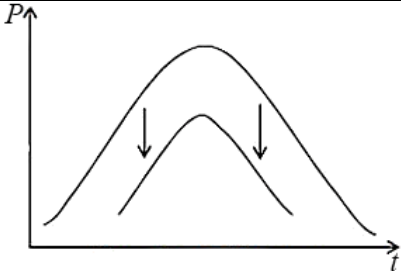
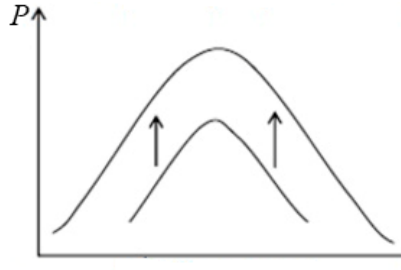

Перенесення навантаження – Load Shifting (табл. 2.2) – це одні з найпопулярніших програм керування попитом, що стосуються переміщення навантаження з періоду найбільшого споживання в період низького споживання, не змінюючи загальне споживання. Це також можливо з включенням РГ.

Таблиця 2.2 – Візуалізація та оптимізаційна задача для програми перенесення навантаження

Візуалізація	Оптимізаційна задача
	$Max k_3 = \left[ \left[ \sum_{j=1}^J P_{TO(j)} \cdot t_{(j)} \right] \setminus \sum_{j=1}^J t_{(j)} \right] \setminus P_{TO(k)}$ $Min C = \left[ \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^J P_{(i,j)} \cdot t_{(j)} \cdot ce_{(i,j)} \right] + \left[ \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^J P_{(i,j)} \cdot cd_{(i,j)} \right]$ <p>Обмеження зі збереженням балансу :</p> $\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^J P_{new(i,j)} \cdot t_{(j)} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^J P_{old(i,j)} \cdot t_{(j)}$ $P_{new}(i, j) \leq P(\text{value}) \forall tk \longrightarrow th$ <p>Обмеження без збереження балансу :</p> $P_{new}(i) = P_{old}(i) \forall to \longrightarrow tk, th \longrightarrow TD$ $P_{new}(i) \leq P(\text{value 2}) \forall to \longrightarrow tk, th \longrightarrow TD$

Програми для загальної зміни добового графіка споживання, що для промислових та побутових споживачів характеризуються зміною систем та процесів спрямованих на підвищення рівня енергетичної ефективності наведено у табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Візуалізація та характеристика оптимізаційної задачі для програм загальної зміни добового графіка

Назва	Характеристика програми DSM, візуалізація та оптимізаційна задача	
Стратегії енерго-збереження (Energy Conservation)		<p>Програми для сезонного зниження споживання енергії головним чином за рахунок ефективного споживання енергії та зменшення втрат</p> $\text{Min } C = \left[ \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^J P_{(i,j)} \cdot t_{(j)} \cdot ce_{(i,j)} \right] + \left[ \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^J P_{(i,j)} \cdot cd_{(i,j)} \right]$ <p>Обмеження : <math>P_{\text{new}}(i) \leq P(\text{old}(i)) \forall i \rightarrow TD</math></p>
Побудова навантаження		<p>Програми для керування сезонним збільшенням споживання енергії. В їх основу покладено введення інтелектуальних систем та процесів, більш ефективного обладнання і сучасних джерел енергії для досягнення більшого рівня енергетичної ефективності</p> $\text{Max. Revenue} = \left[ \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^J P_{(i,j)} \cdot t_{(j)} \cdot ce_{(i,j)} \right] + \left[ \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^J P_{(i,j)} \cdot cd_{(i,j)} \right]$
Гнучке моделювання		<p>Це набір дій і комплексного планування між генеруючими компаніями і споживачами з урахуванням потреб на даний момент часу. Це партнерство з метою створення моделі обмеження потужності та обсягів енергоспоживання, що індивідуальний споживач може використовувати в певний час, через установку пристроїв обмеження навантаження.</p>

У табл. 2.3 введено такі позначення:  $ce_{(i,j)}$  – вартість спожитої електроенергії  $i$ -м споживачем на  $j$ -у інтервалі часу  $t$ ;  $cd_{(i,j)}$  – вартість спожитої потужності  $i$ -м споживачем на  $j$ -у інтервалі часу  $t$ ;

Процес розробки і впровадження програм DSM, як правило, складається з таких етапів:

- 1) визначення секторів, заходів, кінцевих споживачів та показників ефективності;
- 2) аналіз та розуміння ринку для цільових секторів і заходів;
- 3) розробка програмних проектів;
- 4) аналіз економічної ефективності;
- 5) розробка плану реалізації;
- 6) впровадження програм;
- 7) проведення оцінки результатів програм.

Існує безліч альтернативних заходів і методів, серед яких є програми DSM для комунальних підприємств, державні програми, загальні інструкції, державні стандарти тощо. Варто зазначити, що дані підходи можуть працювати системно, і такі спільні програми часто є найбільш потужним засобом для подолання ринкових бар'єрів. Наприклад, DSM програми в комунальному секторі можуть підвищити ефективність регуляторних заходів, беручи на себе деякі витрати на виконання і забезпечення виконання контрактів з домогосподарствами. Крім того, комунальні DSM програми можуть збільшити проникнення на ринок нових технологій до точки, де вони використовуються більшістю клієнтів, і забезпечити виконання державних стандартів з енергоефективності.

Комунальні програми DSM, як правило, діляться на три основні категорії:

1. Програми збереження: спрямовані на скорочення споживання енергії, наприклад програми для підвищення ефективності як окремого обладнання (наприклад освітлення), так і будівель та промислових процесів.

2. Програми керування навантаженням: спрямовані на розподілення попиту на електроенергію, для отримання рівномірного споживання протягом доби, наприклад, програми зміщення навантаження (зниження навантаження

кондиціонування повітря в періоди пікового попиту і зміщення цих навантажень на менш критичні періоди), динамічна тарифікація *realtime pricing* (RTP) і переривчасті ставки *interruptible rates* (INTR) (надання знижок великим споживачам в обмін на право зменшити потужність постачання протягом декількох годин в періоди з найвищим попитом на електроенергію).

3. Стратегічні програми зростання навантаження: збільшення обсягів споживання енергії протягом декількох періодів, наприклад, програми, які стимулюють економічно ефективні технології, які працюють в основному в періоди низького попиту на електроенергію.

Доцільність застосування тарифів у відповідності до встановленої мети DSM наведено у табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Застосування тарифів для непрямих методів DSM

	Тариф Диверсиф. за часом (TOU)	Тариф в режимі реального часу (RTP)	Тариф змінного пікового споживання (VPP)	Тариф фіксованого пікового споживання (CPP)	Відшкодува ння зниження споживання (CPR)
Зменшення пікового навантаження	+/-	+/-	+	+	+
Заповнення провалів	+	+	+/-	+/-	+/-
Перенесення навантаження	+	+	+	+	+
Побудова навантаження	-	+	+	+/-	-
Стратегії енергозбереження	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-
Гнучке моделювання	+	+	+	+	+

Доцільність застосування методів керування попитом у відповідності до встановленої мети DSM наведено у табл.2.5.

Таблиця 2.5 – Застосування механізмів керування попитом у відповідності до встановленої мети DSM [110]

	Керування навантаженням	Зворотні покупки	Переривання навантаження	Добровільна участь
Зменшення пікового навантаження	+	+	+	+
Заповнення провалів	+	+	-	+
Перенесення навантаження	+	+	+/-	+
Побудова навантаження	+/-	-	-	+
Стратегії енергозбереження.	-	-	-	+
Гнучке моделювання	+/-	+/-	+/-	+

У разі керуванні режимами роботи СЕП та ЛСЕП щодо зменшення нерівномірності графіка використовується потенціал споживачів та широко застосовуються програми DSM, пов'язані зі зменшенням пікового споживання як засіб узгодження режимів генерації та споживання [110]. Проведено співставний аналіз та класифіковано основні непрямі методи керування споживанням, які задаються у вигляді тарифів на електричну енергію, та прямі методи у вигляді програм для споживачів і можливості їх застосування у разі впровадження окремих інструментів програм DSM, а саме: зменшення пікового навантаження, заповнення провалів, стратегії енергозбереження, побудова навантаження, перенесення навантаження та гнучке моделювання. Кожна з програм DSM має спиратись на комплексне планування між генеруючими компаніями і споживачами з урахуванням потреб на даний момент часу. Результати проведеного співставного аналізу впровадження програм DSM (табл. 2.6) показують, що вигоду отримують не лише споживачів та комунальні структури, але й суспільство в цілому.

Таблиця 2.6 – Вигоди від впровадження DSM програм

	Регіональний	Локальний	Промисловий район	Підприємств о/об'єднання	Технологія/дільниця
	Непрямі методи керування				
Економічний ефект	Стимулювання економічного розвитку регіону	Стимулювання економічного розвитку на районному рівні	Стимулювання економічного розвитку на місцевому рівні	Зменшення рахунків за спожиту електроенергію	Скорочення витрат на технічне обслуговування
Ринокві перетворення	Стимулювання ринкових перетворень	Збільшення конкурентоспроможності місцевих підприємств	Підвищення кредитної привабливості	Стимулювання до керування режимами роботи	Скорочення витрат на заміну устаткування
Матеріальний ефект	Створювання довгострокових робочих місць	Зниження потреб в будівництві нових великих об'єктів	Підвищення привабливості РГ та НВДЕ	Додаткові джерела отримання прибутку	Можливості для впровадження нових систем керування
Екологічні переваги	Скорочення викидів національних та міжнародних екологічних проблем	Зниження забруднення повітря на районному рівні	Підвищення комфорту на місцевому рівні	Створення сприятливих умов праці	Нормалізація мікроклімату
Енергобезпека	Підсилення національної безпеки шляхом ослаблення залежності від зовнішніх джерел енергії	Підвищення якості та надійності електрозабезпечення	Зростання кількості джерел РГ та ВДЕ	Зниження ризиків пов'язаних з аварійним відключенням	Загальне зменшення витрат

У рамках категорій, введених у табл. 2.6, існує низка програмних підходів, які можуть бути використані, в тому числі:

1) програми для інформування клієнтів про загальні методи енергоефективності;

2) конкретні інформаційні програми, які надають інформацію про конкретні заходи керування попитом для конкретного підприємства або будинку;

3) програми з фінансування для допомоги клієнтам з впровадженням програм DSM, включаючи кредитування, знижки, а також спільне використання ощадних програм;

4) комплексні програми, які надають повний спектр послуг з проектування, фінансування, а також встановлення пакету DSM програм, та програм з підвищенню ефективності;

5) програми альтернативних тарифів, включаючи RTP, INTR і ставок на зміщення графіку споживання. Такі програми, як правило, не спрямовані на енергозбереження, але підвищують загальний рівень енергоефективності шляхом підвищення споживання в позапікові періоди;

6) конкурсні програми, в яких комунальні підприємства отримують заявки від клієнтів і енергосервісних компаній для сприяння енергозбереженню в їх секторі;

7) програми ринкової трансформації, які прагнуть змінити ринок для конкретної технології або послуги, щоб ефективна технологія широко використовувалася без подальшого втручання комунального підприємства.

Ефективне розподілення і споживання електричної енергії в системі електропостачання може бути досягнуте за рахунок ефективного споживання та інтелектуального контролю за розподіленням активної потужності без порушення технологічного процесу і дотримання допустимих відхилень напруги та струму. Система електропостачання має розглядатись як єдиний комплекс, у разі цього оптимізація режимів у системі здійснюється не лише з врахуванням втрат потужності на передачу але й з врахуванням зміни потужності споживання у разі відхилення напруги [111].

Для вирішення існуючої проблеми, неоптимальності споживання та генерації електроенергії необхідно оцінити вплив нерівномірності споживання та запропонувати апарат оцінки у фінансовому та енергетичному плані. Як



приклад існуючої оцінки, можна використати значення дійсного коефіцієнта напруги та струму  $\lambda_T$  як відношення мінімально можливих втрат потужності до їх фактичного значення [112]:

$$\lambda_T = \sqrt{\frac{\Delta P_{\min}}{\Delta P}}. \quad (2.1)$$

Проблему ефективного електроспоживання можна вирішувати шляхом порівняння режимів за різних варіантів комбінацій систем керування електроспоживання та керування попитом на електроенергію. Не зважаючи на світові тренди, питання керування попитом на електроенергію в Україні залишається відкритим [8, 113, 114].

Першочергова задача оптимізації функціонування локальної системи електропостачання полягає в безперервному забезпечуванні балансу графіків навантаження та генерації шляхом оперативного покриття графіка навантаження відповідним рівнем згенерованої потужності [115]. У випадку невиконання умови балансу в системі змінюються частота мережі змінного струму, розрахункові рівні напруги та інші показники, що може призвести до масових відключень споживачів чи пошкодження генеруючого, передаючого і розподільного обладнання та устаткування споживачів.

Робота електроенергетичної системи згідно нерівномірного графіку навантаження, також пов'язана з додатковими витратами як перевитрати палива та наявність надлишкового генеруючого обладнання з супутніми ресурсами, які закладаються в тариф на електроенергію з метою збереження економічності енергосистеми в цілому, що впливає на збільшення витрат споживачів [103].

Однією з ключових функціональних характеристик системи електропостачання в рамках концепції Smart Grid є створення таких систем керування: організації розподілення електроенергії (DMS), керування енергоспоживанням (EMS), керування даними вимірювання (MDMS), керування релейним захистом (PRC), автоматизованої системи контролю та збору даних (SCADA) та інші [116, 117]. Для забезпечення оптимального рівня покриття та формування графіків електричного навантаження з подальшим ефективним

регулюванням режимів споживання необхідно створити комплексну інтелектуальну розподільну систему керування (DEMS). Така система має включати в себе як систему енергетичного менеджменту (EMS), що стає розподіленою (D-EMS), так і систему, яка використовує дієві програми DSM [118, 119].

У системах інструментарій DSM представлений не лише алгоритмами дій нормативно-правового характеру у разі регулювання «поведінки» навантаження, а й механізмами прямого доступу до керування навантаженнями на рівні технологічних процесів [4]. Це визначає необхідність точного регулювання енергопроцесів з врахуванням вимог до якості електроенергії, надійності та стабільності електропостачання.

Проведений аналіз показав: сучасні DEMS ґрунтуються на інтегральному підході до їх реалізації і охоплюють організаційні та технічні заходи для вирішення поставлених завдань; у разі регулювання необхідно враховувати чотири фактори «базової моделі» енергетичного менеджменту, що дає змогу включити велику кількість відновлювальних джерел енергії в локальні системи та керовані навантаження (табл. 2.7) [108].

Таблиця 2.7 – Відповідність моделі до фактору енергетичного менеджменту

№ з/п	Фактор	Особливості моделі енергетичного менеджменту
1	Пропозиція	Традиційні види генерації та відновлювальні джерела енергії
2	Попит	Домогосподарства, підприємства та офіси, та зарядні станції для електромобілів, зростання кількості яких очікується в найближчому майбутньому
3	Зберігання	Для зменшення відхилень від прогнозованого рівня попиту на електроенергію та отримання електроенергії від об'єктів акумулювання електро та теплової енергії

4	Контроль	Функції оптимізації шляхом координації трьох факторів через підвищення надійності мережі, якості генерації, керування попитом і надійності постачання
---	----------	---

Загалом DSM для ЛСЕП розділяються на два класи підзавдань: методи енергоефективності та керування попитом (DR) або Load management (LM) [77].

Для ЛСЕП важливо забезпечити два типи програм керування попитом – на основі цінових сигналів і техніко-економічних вимог. Такий підхід передбачає реалізацію в системі енергетичного менеджменту відповідних сучасних законів керування, в тому числі мультиагентного підходу на вищих рівнях ієрархії систем [120–122].

Керування в ЛСЕП має реалізувати цілу низку DSM програм шляхом надання різних сервісів відповідно до ситуації і вимог укладених контрактів, зокрема, кооперацію систем керування електротранспортом, систем керування електроспоживанням підприємств і систем керування електроспоживанням домогосподарств та прогнозування споживання та попитом та збір інформації про економію енергії. Розгляд різних типів енергетичного менеджменту згідно концепції Smart Grid дозволив класифікувати сервіси DSM за рівнем системи. Узагальнена структура DSM представлена на рисунку, містить низку основних сервісів DSM. В табл. 2.8 наведено рівень елементів системи, для якого ці сервіси призначені [22, 108, 123].

Таблиця 2.8 – Рівні інтеграції сервісів DSM

Рівень системи	Елементи системи	Сервіси DSM
Генератор	Відновлювані джерела	EMS – система енергетичного менеджменту
	Акумуляторні станції	

Розподільні мережі	Розосереджений енергетичний менеджмент	DMS – система організації розподілення електроенергії
		CEMS – централізована система енергетичного менеджменту
		D-EMS розподілена система енергетичного менеджменту
		D-DSM – розосереджена система керування попитом
Споживач	Споживач	HEMS – система енергетичного менеджменту домогосподарства
		AMI – розширена інфраструктура виміру
		FEMS/BEMS – система керування енергетичними процесами у виробничому та комерційному секторах
		EV-EMS система енергетичного менеджменту електричних транспортних засобів

Аналіз інформації зі стороною попитом або стороною споживача щодо рівнів електроспоживання (наприклад, для FEMS/BEMS) здійснюється з метою забезпечення постачання, збору інформації щодо збереження енергії та для реалізація програм зі зниження пікового споживання та перенесення пікових годин шляхом надання цілої низки сервісів згідно з умовами і обмеженнями в контракті постачання[108].

Сторона системи або сторона мережі включає в себе безпосередньо генератори та системи постачання електроенергії та функції пов'язані з експлуатацією електропостачальних мереж. Координація інформаційних сигналів між системою керування DSM, представленою на рис. 2.3 та стороною мережі здійснюється через інтерфейс прикладного програмування (API) в якому

доступні бібліотеки та сервіси вищих систем: керування мереж, виміру, метеорологічних, та споживачів [124, 125].

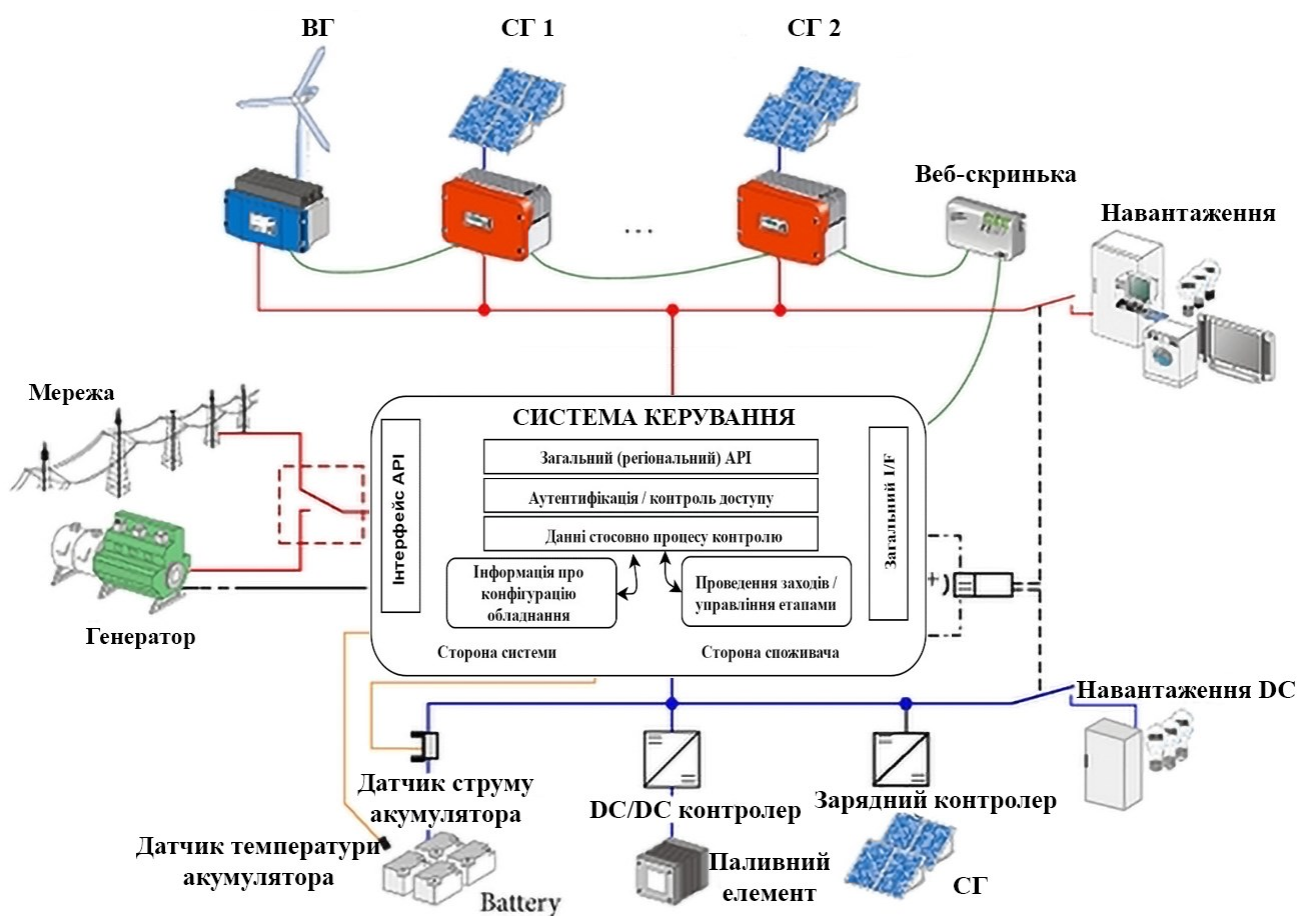


Рис.2.2 – Інтерфейс підключення системи керування до сторони споживача та мережі

У свою чергу, сторона споживача включає в себе домогосподарства, промислові об'єкти, станції заряджання електротранспорту і використовує інтерфейс (I/F) який включає в себе системи: HEMS, DEMS, EV-EMS і також використовує інфраструктуру API [108].

Синтез системи керування DSM та системи керування ЛСЕСП, зображеної на рис. 2.2, забезпечує надання точних прогнозів і планів споживання енергії на наступний день шляхом використання наявної потужності, даних попереднього рівня електроспоживання та прогнозу погоди.

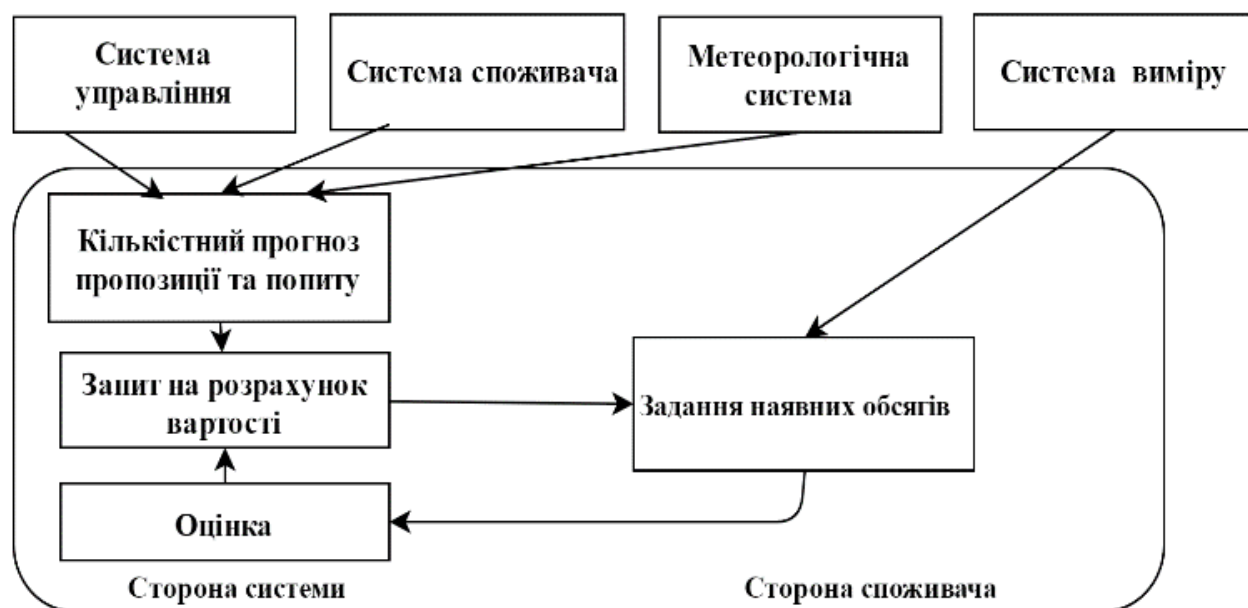


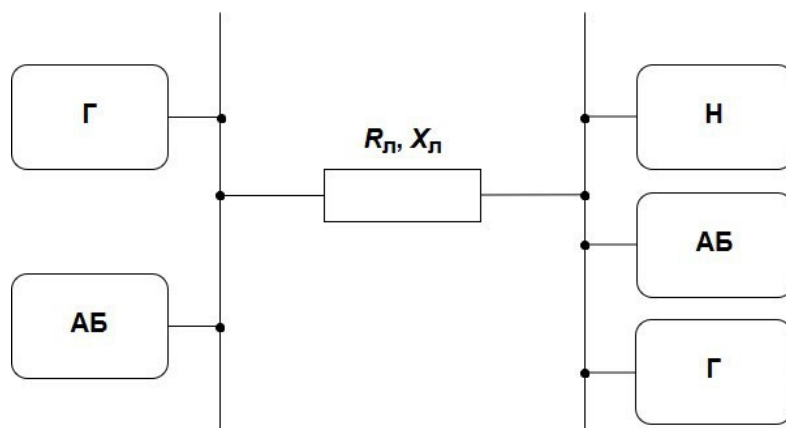
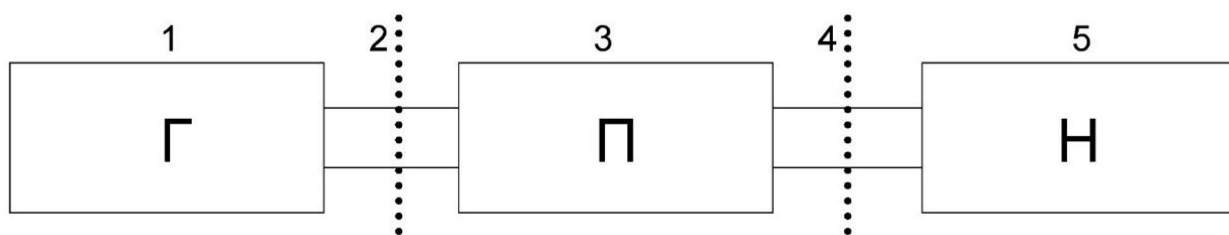
Рис. 2.3 – Інформаційні зв'язки між системами керування

Система контролює бажаний рівень енергозбереження та енергоефективності, рекомендовані моменти часу перенесення використання пікових навантажень; може надавати різні послуги, наприклад, фінансового стимулювання в залежності від часу та потужності споживання.

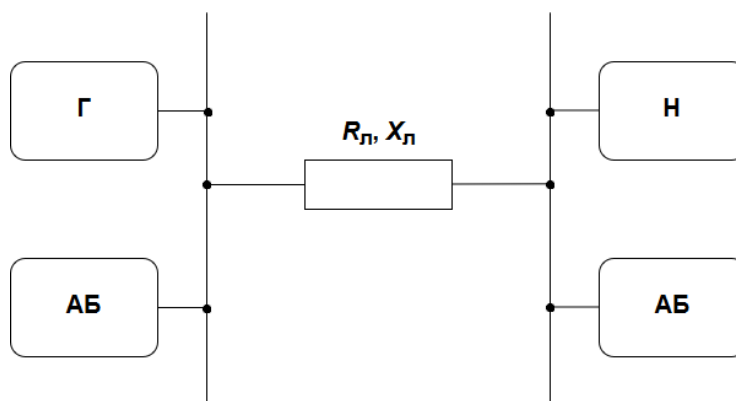
У загальному вигляді доцільно використовувати модифікації потужності Фризе  $Q_{\Phi}$ , зокрема, у разі наявності у складі активної потужності  $P$ , потужності  $P_1$  (по першій гармоніці) та  $\Delta P$  (активна потужність) за вищими гармоніками можна визначити потужність Фризе з вирішенням впливу на оптимальність передачі активної потужності по першій гармоніці (основній)  $P$  та передачу активної потужності на вищих гармоніках  $\Delta P$ .

## **2.2 Застосування показника реактивної потужності Фризе $Q_{\Phi}$ для оцінки оптимальності режимів функціонування системи електропостачання**

Для більше детального аналізу процесів будь-яку СЕП максимально спростивши можна представити у вигляді блок схеми: генератор, перетворювач, навантаження з мережевими зв'язками та перетинами генератор-перетворювач та перетворювач-навантаження (рис. 2.4 ) [115].



б. З можливістю акумуляції та генерації в мережу



в. З можливістю акумуляції споживачем

Рис. 2.4 – Система Генератор – Перетворювач-Навантаження

Якщо як генератор виступає загальна мережа електропостачання, теоретично припускається, що вона має необмежену потужність. Оскільки навантаження відноситься до споживачів і відповідно сторони попиту, доцільно розглядати можливість залучення споживача до активної взаємодії з мережею. Першим кроком у разі впровадження клієнтоорієнтованого підходу роботи енергетичних компаній є створення веб-платформ які спрощують отримання інформації та моніторинг власного споживання [63, 126, 127]. В деяких випадках, блок перетворення може бути представлений як резистивного елемент з

відповідними параметрами  $R_{\text{Л}}$  та  $X_{\text{Л}}$ , що характеризує опір ліній електропередач СЕП.

У разі роботі системи на інтервалі часу  $T_T$  можна виділити 4 групи режимів співвідношення між графіками миттєвих значень потужностей генерації  $p_{\text{Г}}(t)$  та споживання  $p_{\text{Н}}(t)$ :

1)  $p_{\text{Г}}(t) = p_{\text{Н}}(t), \forall t, t \in [0, T_T]$ ;  $P_{\text{Г}} = P_{\text{Н}}$  – повне узгодження режимів роботи генератора та навантаження (споживача);

2)  $p_{\text{Г}}(t) \neq p_{\text{Н}}(t); \frac{1}{T} \int_0^T p_{\text{Г}}(t) dt = \frac{1}{T} \int_0^T p_{\text{Н}}(t) dt; P_{\text{Г}} = P_{\text{Н}}$ ; має забезпечуватися використанням технічних засобів, у першу чергу систем акумулювання електроенергії, компенсації реактивної потужності, компенсації несинусоїдальності та несиметричності;

3)  $p_{\text{Г}}(t) \neq p_{\text{Н}}(t); P_{\text{Г}} < P_{\text{Н}}$  – має реалізуватися не тільки за рахунок технічних засобів, зокрема, наведених для другої групи режимів, але й у першу чергу за рахунок реалізації DSM програм;

4)  $p_{\text{Г}}(t) \neq p_{\text{Н}}(t); P_{\text{Г}} > P_{\text{Н}}$  – має передбачати не тільки нарощування рівнів споживання електроенергії наявного навантаження, але й можливість підключення додаткових навантажень.

У разі поширення поняття потужності Фрізе  $Q_{\text{Ф}}$  на довільний інтервал часу  $\tau = T_T$  потужність  $Q_{\text{Ф}\tau}$  визначає середню квадратичну нев'язку між неоптимальними ( $S > P$ ) та оптимальними ( $S = P$ ) рівнями споживання навантаження активної потужності.

Реактивний струм  $i_{\text{Р}\tau}(t)$  на інтервалі  $\tau = T_T$ , що характеризує неоптимальність передачі електроенергії визначається із співвідношення:

$$i_{\text{Р}\tau}(t) = i(t) - \frac{\left( \int_0^{\tau} u(t) i(t) dt \right) u(t)}{\int_0^{\tau} u(t) dt}. \quad (2.2)$$

Фактично потужність  $Q_{\text{Ф}\tau}$  з математичної точки зору є середньоквадратичною нев'язкою між двома функціями на інтервалі  $\tau$  [88, 128]



Поняття «характеристика неоптимальності» може використовуватись, коли одну із функцій ми будемо вважати як оптимальну (у даному випадку це функція споживання активної потужності).

Методологію використання  $Q_{\phi\tau}$  для оцінки неоптимальності процесів поширимо на функції, які побудовані на основі інтегральних характеристик миттєвих процесів на  $j$ -му періоді  $T$  дії генератора. Зазначимо, що інтегральні характеристики з плином часу можуть змінюватись на інтервалі  $T_T$ . Будемо вважати, що має місце умова  $T_T/T = n_T$ ,  $n_T \in N$ .

Тоді функції середньої  $U_{cp}(t)$  та діючої напруги  $U_D(t)$ , активної  $P(t)$  та реактивної  $Q_1(t)$  за першою гармонікою потужності, діючих значень повного  $I(t)$ , активного  $I_A(t)$  та реактивного  $I_P(t)$  струмів визначаються таким чином:

- 1)  $U_{cp}(t) = U_{cp}; j = \text{const}; U_D(t) = U_{D,j} = \text{const};$
- 2)  $P(t) = P_j = \text{const}; Q_1(t) = Q_{1,j} = \text{const};$
- 3)  $I(t) = I_j = \text{const}; I_A(t) = I_{A,j} = \text{const}; I_P(t) = I_{P,j} = \text{const};$
- 4)  $t \in [jT, (j+1)T]; j = [0, n_T - 1]; n_T = T_T/T.$

Для спрощення подальшого викладення матеріалу, будемо вважати, що функції  $U_{cp}(t)$ ,  $U_D(t)$ ,  $P(t)$ ,  $Q_1(t)$ ,  $I(t)$ ,  $I_A(t)$ ,  $I_P(t)$  на інтервалі  $T_T$  апроксимуються кусочно-лінійними функціями. Точність такої апроксимації має визначатись в кожному конкретному випадку окремо.

Побудова  $Q_{\phi\tau}$  визначається як видом функцій  $U_{cp}(t)$ ,  $U_D(t)$ ,  $P(t)$ ,  $Q_1(t)$ ,  $I(t)$ ,  $I_A(t)$ ,  $I_P(t)$  (видом їх апроксимації), так і умовами роботи системи. Можемо виділити наступні режими роботи системи:

1)  $u(t) = U_{1M}\sin\omega t; i(t) = \sum_j i_j(t); Q_1(t) = 0; p(t) \neq 0$ , тобто споживання реактивної потужності відсутнє;

2)  $u(t) = U_{1M}\sin\omega t; i(t) = \sum_j i_j(t); Q_1(t) \neq 0; p(t) \neq 0$ ; від генератора навантаженням споживається реактивна потужність;

3)  $u(t) = U_{1M} \sin \omega t$ ;  $i(t) = \sum_j i_j(t)$ ; у струмі генератора присутні вищі гармоніки;

4)  $u(t) = \sum_j u_j(t)$   $t$ ;  $i(t) = \sum_j i_j(t)$ ; наявність вищих гармонік напруги та струму.

Розглянемо випадок, наведений на рис. 2.5, коли на виділеному інтервалі споживання, змінились напруга та струм у розмірі  $\Delta U$  та  $\Delta I$  відповідно [98, 115]:

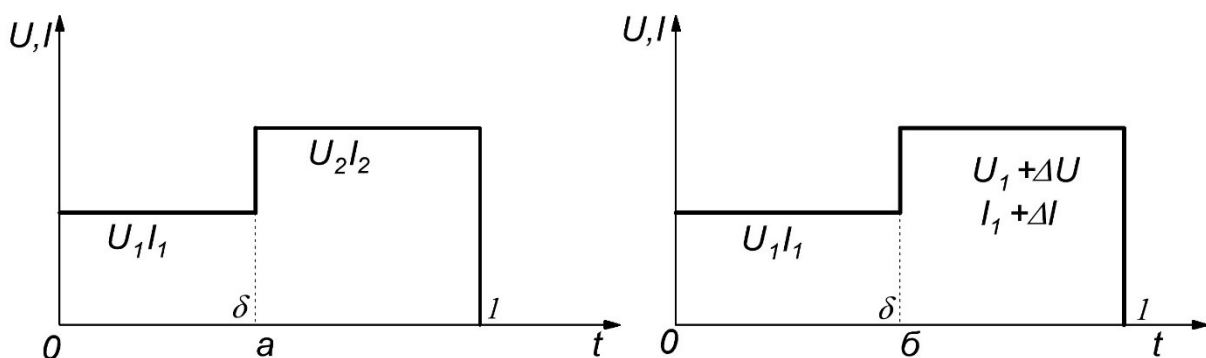


Рис. 2.5 – Умовне наведення зміни приросту в значеннях напруги та струму

У разі пропорційного зростання напруги та струму, тобто за умови приростів  $\Delta U = \Delta I = \Delta$ , значення для квадрату активної потужності приймає вигляд:

$$P^2 = (U_1 I_1 \delta + U_1 I_1 \Delta^2 (1 - \delta))^2 = U_1^2 I_1^2 \delta^2 + 2U_1^2 I_1^2 \Delta^2 (1 - \delta) \delta + U_1^2 I_1^2 \Delta^4 (1 - \delta); \quad (2.3)$$

$$P^2 = U_1^2 I_1^2 (\delta^2 + 2\Delta^2 (1 - \delta) \delta + \Delta^4 (1 - \delta)) = U_1^2 I_1^2 (\delta + \Delta^2 (1 - \delta))^2; \quad (2.4)$$

Значення квадрату повної потужності  $S^2$  приймає вигляд:

$$S^2 = [U_1^2 \delta + U_1^2 \Delta^2 (1 - \delta)] [I_1^2 \delta + I_1^2 \Delta^2 (1 - \delta)] = U_1^2 I_1^2 (\delta^2 + 2\Delta^2 \delta (1 - \delta) + \Delta^4 (1 - \delta)^2); \quad (2.5)$$

$$S^2 = U_1^2 I_1^2 (\delta + \Delta^2 (1 - \delta))^2. \quad (2.6)$$

Аналізуючи випадок пропорційного зростання напруги та струму, можна зробити висновок, що процес є умовно оптимальним, це пов'язане з тим, що на інтервалі споживання опір залишався незмінним  $R=\text{const}$ , тому, підставивши значення  $P$  та  $S$  у (2.3), отримаємо  $Q_\phi = 0$ .

Розглянемо варіант не пропорційної зміни напруги та струму [98, 115].

Активна потужність  $P$ , може бути виражена як:

$$P = U_1 I_1 \delta + (U_1 + \Delta U)(I_1 + \Delta I)(1 - \delta); \quad (2.7)$$

$$P = U_1 I_1 + (\Delta U I_1 + \Delta I U_1 + \Delta U \Delta I)(1 - \delta). \quad (2.8)$$

Відповідно повна потужність, може бути виражена як:

$$S^2 = (U_1^2 \delta + (U_1 + \Delta U)^2 (1 - \delta)) (I_1^2 \delta + (I_1 + \Delta I)^2 (1 - \delta)), \quad (2.9)$$

$$S^2 = (U_1^2 + (2U_1 \Delta U + \Delta U^2)(1 - \delta)) (I_1^2 + (2I_1 \Delta I + \Delta I^2)(1 - \delta)), \quad (2.10)$$

Підставимо значення повної та активної потужностей, отримаємо:

$$Q_\phi = \sqrt{(U_1^2 \delta + U_2^2 (1 - \delta)) (I_1^2 \delta + I_2^2 (1 - \delta)) - (U_1 I_1 \delta + U_2 I_2 (1 - \delta))^2} \quad (2.11)$$

Загалом, у разі аналізу даного випадку варто виділити три основні варіанти розрахунку [98, 111]:

Варіант 1. Відсутність приросту струму та наявність приросту напруги  $\Delta I=0$ ,  $\Delta U \neq 0$ ,  $I_1=I_2$  можна виразити як

$$Q_\phi = \sqrt{(U_1^2 \delta + (U_1 + \Delta U)^2 \delta_2) (I_1^2 \delta + I_1^2 \delta_2) - (U_1 I_1 \delta + (U_1 + \Delta U) I_1 \delta_2)^2}; \quad (2.12)$$

$$\begin{aligned} Q_\phi &= \sqrt{(U_1^2 \delta + U_1^2 \delta_2 + 2U_1 \Delta U \delta_2 + \Delta U^2 \delta_2) I_1^2 - (U_1 \delta_1 + U_1 + \delta_2 + \Delta U \delta_2)^2 I_1^2} = \\ &= I_1 \sqrt{(U_1^2 + 2U_1 \Delta U \delta_2 + \Delta U^2 \delta_2) - (U_1^2 + 2U_1 \Delta U \delta_2 + \Delta U^2 \delta_2^2)} \quad (2.13) \end{aligned}$$

$$Q_\phi = I_1 \Delta U \sqrt{\delta_2 - \delta_2^2}; \quad (2.14)$$

Варіант 2. Відсутність приросту напруги  $\Delta U=0$ , наявність приросту струму  $\Delta I \neq 0$  співвідношення (2.12) можна, переписати аналогічно 2.14 з врахуванням  $\delta_2 = 1 - \delta$  у вигляді:

$$Q_\phi = U_1^2 \Delta I^2 \delta (1 - \delta); \quad (2.15)$$

Варіант 3. Коли наявні відхилення напруги  $\Delta U = var$ , струм  $I = I_{cp} = I_D$  у разі зміні часового інтервалу на приріст  $\delta_2^*$ , а саме:  $\Delta t \neq 0$ ,  $\delta_2 = \delta_2 + \delta_2^*$ ;

$$Q_\phi = I_1 \sqrt{U_1^2 \delta_1 + (U_1 + \Delta U)^2 (\delta_2 + \delta_2^*) - (U_1 \delta_1 + (U_1 + \Delta U)(\delta_2 + \delta_2^*))^2}; \quad (2.16)$$

вираз можна розписати як  $Q_\phi = I_1 \sqrt{a}$ . Спростимо підкореневий вираз  $a$ :

$$a = U_1^2 \delta_1 + U_1^2 \delta_2 + 2U_1 \Delta U \delta_2 + \Delta U^2 \delta_2 + U_1^2 \delta_2^* + 2U_1 \Delta U \delta_2^* + \Delta U^2 \delta_2^* - \\ - (U_1 \delta_1 + U_1 \delta_2 + U_1 \delta_2^* + \Delta U \delta_2 + \Delta U \delta_2^*)^2; \quad (2.17)$$

$$a = (U_1^2 \delta_1 + 2U_1 \Delta U (\delta_2 + \delta_2^*) + \Delta U^2 (\delta_2 + \delta_2^*)) - (U_1 (1 + \delta_2^*) + \Delta U (\delta_2 + \delta_2^*))^2 = \\ = \left( (U_1^2 \delta_1 + 2U_1 \Delta U (\delta_2 + \delta_2^*) + \Delta U^2 (\delta_2 + \delta_2^*)) - U_1^2 (1 + \delta_2^*)^2 - \right. \\ \left. - 2U_1 \Delta U (1 + \delta_2^*) (\delta_2 + \delta_2^*) - \Delta U^2 (\delta_2 + \delta_2^*)^2 \right); \quad (2.18)$$

$$= \left( \Delta U^2 (\delta_2 + \delta_2^*) - 2U_1^2 \delta_2^* - 2U_1 \Delta U \delta_2^* (\delta_2 + \delta_2^*) - \Delta U^2 (\delta_2 + \delta_2^*)^2 - U_1^2 (\delta_2^*)^2 \right) = \\ = \Delta U^2 (\delta_2 + \delta_2^*) - 2U_1^2 \delta_2^* (\delta_2^* + 2) - \Delta U (\delta_2 + \delta_2^*) (2U_1 \delta_2^* + \Delta U (\delta_2 + \delta_2^*)). \quad (2.19)$$

Спростивши співвідношення 2.17 – 2.19, отримаємо вираз для аналізу впливу приросту  $\delta_2^*$  на величину  $Q_\phi$ :

$$Q_\phi = I_1 \sqrt{\Delta U^2 (\delta_2 + \delta_2^*) - 2U_1^2 \delta_2^* - (U_1 \delta_2^* + \Delta U (\delta_2 + \delta_2^*))^2}. \quad (2.20)$$

Отже, аналіз отриманих співвідношень свідчить про те, що зі збільшенням або зменшенням відхилень напруги або струму, зростає величина потужності Фризе пропорційно. У разі зміни  $\Delta I$  та  $\Delta U$ , за від'ємного відхилення напруги та струму спостерігається зниження величини потужності Фризе, у порівнянні із додатнім відхиленням. Але спостерігається тенденція щодо зростання величини потужності Фризе відносно збільшення відхилення. Це призводить до погіршення якості електричної енергії, зростанням реактивної енергії в мережі, обладнання працює в ненормальному режимі, що призводить до втрат [98, 115].

У разі поширення поняття потужності Фризе  $Q_\phi$  на довільний інтервал часу  $\tau = T_T$  потужність  $Q_{\phi\tau}$  може використовуватись для ретроспективного,

перспективного та аналізу в режимі реального часу з ідентифікацією впливів складових неоптимальності: відхилення напруги  $\Delta U$ , відхилення струму  $\Delta I$ , наявність складових коефіцієнтів гармонік напруги  $k_{nu}$ , струму  $k_{ni}$ , реактивної складової ( $\cos\varphi \neq 1$ ).

Виділивши показник неоптимальності, який характеризує ефективність регулювання та визначає рівень неоптимальності передачі енергії, проведемо аналіз наявних графіків, у яких можливі три основні варіанти: 1) ретроспективний у разі зменшенні часового проміжку  $\delta$ ; 2) перспективний у разі аналізу процесів зі збільшенням часового проміжку  $\delta$ ; 3) аналіз у режимі реального часу у разі  $\delta=0$ .

Для аналізу зміни показника реактивної потужності Фризе  $Q_\phi$  відносно часу, у разі різних інтервалів зміни струму та напруги  $t_u \neq t_i$  необхідно визначити умовно оптимальні значення напруги та струму споживання, що характеризують потужність споживання споживача (рис. 2.6).

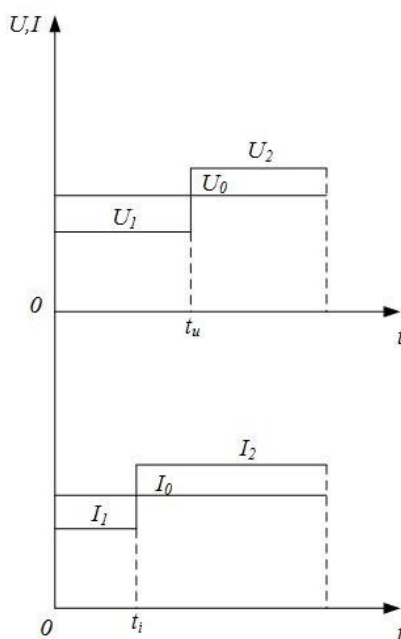


Рис. 2.6 – Графік споживання напруги та струму з різними інтервалами  
Як умовне оптимальне значення напруги, запропоновано використати середнє значення напруги, отже  $U_0$  виражається таким чином:

$$U_0 = \frac{U_1 t_u + U_2 (T - t_u)}{T}; \quad (2.21)$$

Аналогічно (2.21) можемо записати умовно оптимальне значення струму  $I_0$ :

$$I_0 = \frac{I_1 t_i + I_2 (T - t_i)}{T}; \quad (2.22)$$

Підставивши значення у формулу потужності отримаємо

$$P_0 = U_0 I_0 \quad (2.23)$$

Виразимо значення напруги  $U$  та струму  $I$ :

$$\begin{cases} U^2 = U_1^2 \delta_u + U_2^2 (1 - \delta_u) \\ I^2 = I_1^2 \delta_i + I_2^2 (1 - \delta_i) \\ \delta_u = t_u / T, \delta_i = t_i / T \end{cases} \quad (2.24)$$

Записуємо значення для потужності Фризе, підставивши отримані дані в загальну формулу (1.8) отримаємо [99, 102]:

$$\begin{aligned} Q_\phi^2 = U^2 I^2 - P^2 = (U_1^2 \delta_u + U_2^2 (1 - \delta_u))(I_1^2 \delta_i + I_2^2 (1 - \delta_i)) - \\ - ((U_1^2 \delta_u + U_2^2 (1 - \delta_u))((I_1^2 \delta_i + I_2^2 (1 - \delta_i))))^2 \end{aligned} \quad (2.25)$$

Спостерігається наступна тенденція щодо відхилень: чим вони більші від нормальних, тим більше значення реактивної потужності Фризе. Необхідно зазначити, що найменші значення потужності Фризе набуває у разі найменших значеннях відхилень напруги та струму. Варто зазначити, що у разі зміни інтервалів, значення потужності Фризе значно зменшується у порівнянні з однаковими інтервалами. Найменші значення потужності Фризе досягаються у разі максимальній тривалості першого інтервалу (інтервал нормальної роботи).

Цей варіант розрахунку важливий для визначення міри неоптимальності режимів електропостачання відношенні до переданої активної потужності в мережу або навантаження [98, 115].

У разі розрахунку потужності Фризе варто виділити чотири варіанти розрахунку:

- 1) для аналізу впливу нерівномірності процесів, приймаючи значення  $\cos\varphi=1$ ;
- 2) для аналізу впливу нерівномірності процесів, з врахуванням  $\cos\varphi$ ;
- 3) для аналізу впливу вищих гармонік та несинусоїдальності.

У загальному випадку активна потужність – це сума активної потужності за першою  $P_1$  та вищих гармоніках  $P_\infty$ :

$$P_\Sigma = P_1 + P_\infty; \quad (2.26)$$

$$Q_\phi^2 = S^2 - P_\infty^2; \quad (2.27)$$

Прийнявши  $P_\infty=0$ , отримаємо

$$Q_\phi^* = \sqrt{S^2 - P_1^2}; \quad (2.28)$$

$$P_1 = (U_1 + \Delta U_1)(I_1 + \Delta I_1)\cos\varphi; \quad (2.29)$$

де  $\Delta U$  та  $\Delta I$  – відхилення діючих значень напруги та струму за першою гармонікою

Розрахунок для  $t_u \neq t_i$  усереднених величин як умовно оптимальних у разі відсутності реактивних елементів:

$$\begin{cases} U_{cp} = \frac{U_1\Delta t_u + U_2(T_T - \Delta t_u)}{T_T}; \\ I_{cp} = \frac{I_1\Delta t_i + I_2(T_T - \Delta t_i)}{T_T}. \end{cases} \quad (2.30)$$

$$Q_\phi^2 = (U_0^2 + \frac{U_1\Delta t_u + U_2(T_T - \Delta t_u)}{T_T} + I_0^2 + \frac{I_1\Delta t_i + I_2(T_T - \Delta t_i)}{T_T} - U_0^2 I_0^2), \quad (2.31)$$

У разі введення відносних величин для двох інтервалів часу  $\delta_1, \delta_2$  величина  $k_{\Delta opt} = Q_\phi / P$  характеризує ефективність регулювання та визначає рівень неоптимальності передачі енергії з точки зору усунення її втрат [76, 98] і визначається як зміна величин відносно першого інтервалу часу  $t_1$ :

$$\begin{cases} U_2^2 = U_1^2(1 + \Delta U)^2(1 + k_{nu}^2); \\ U_1^2 = U_1^2(1 + k_{nu}^2); \\ I_1^2 = I_1^2(1 + k_{ni}^2); \\ I_2^2 = U_1^2(1 + \Delta I)^2(1 + k_{ni}^2); \end{cases} \quad (2.32)$$

Спростивши рівняння до вигляду:

$$Q_{\phi} = U_1^2 (1 + \Delta_u)^2 (1 + k_{nu}^2) \cdot I_1^2 (1 + k_{ni}^2) (1 + \Delta_i)^2 \delta_2^2 \sin^2 \varphi_2 + 2\delta_1 \delta_2 U_1^2 I_1^2 (1 + k_{un}^2) (1 + k_{ni}^2) (1 + \Delta_u) (1 + \Delta_i) (1 - \cos \varphi_1 \cos \varphi_2), \quad (2.33)$$

варто виділити величину  $k_{\Delta opt} = Q_{\phi} / P$

$$k_{\Delta opt} = (1 + \Delta_u)^2 (1 + k_{nu}^2) \cdot (1 + k_{ni}^2) (1 + \Delta_i)^2 \delta_2^2 \sin^2 \varphi_2 + 2\delta_1 \delta_2 (1 + k_{un}^2) (1 + k_{ni}^2) (1 + \Delta_u) (1 + \Delta_i) (1 - \cos \varphi_1 \cos \varphi_2). \quad (2.34)$$

Отримані характеристики, зображені на рис. 2.7 ілюструють наявність екстремумів, що свідчать про наявність оптимального режиму роботи системи електропостачання[76, 98].

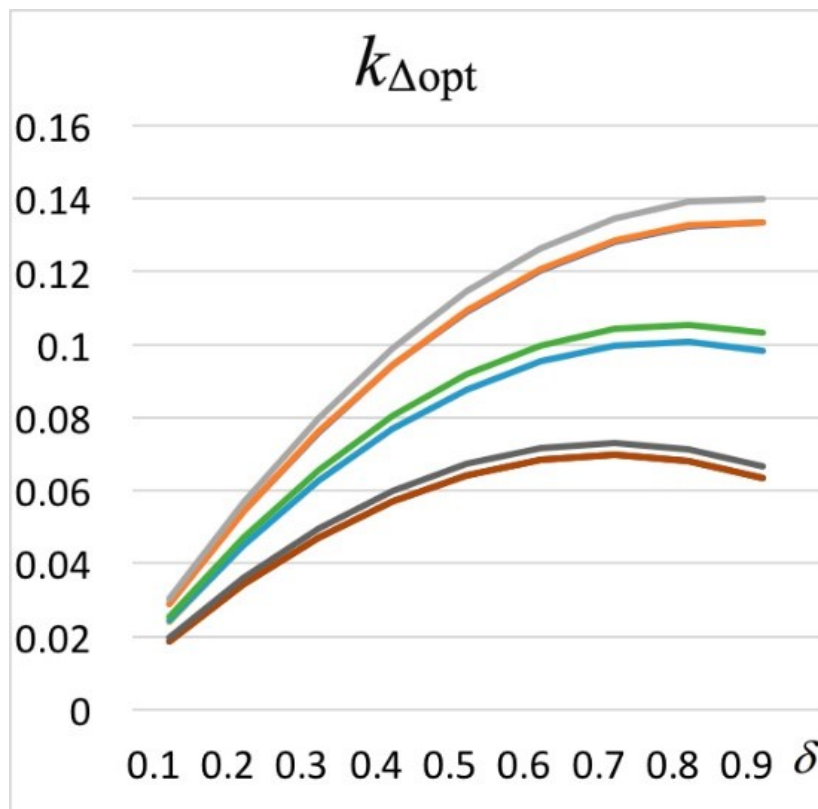


Рис. 2.7 – Вплив показників неоптимальності  $\Delta_i$ ,  $\Delta_u$ ,  $k_{nu}$ ,  $k_{ni}$  на  $k_{\Delta opt}$

Величина  $k_{\Delta opt}$  характеризує ефективність регулювання та визначає рівень втрат від нерівномірності процесів.



### 2.3 Оптимізація режимів функціонування системи електропостачання на основі мінімізації складових реактивної потужності $Q_\Phi$ з врахуванням можливості акумуляції.

Як приклад розглянемо показники оптимальності у перетині системи можливо у випадку оцінки оптимальності функціонування системи накопичення електроенергії, які з розвитком відновлюваних джерел енергії набирають все більшої популярності [25, 31].

Оптимізація роботи окремих типів обладнання базується на розгляді функції і передбачає використання критерію  $k\Delta_{opt} = Q_\Phi / P \rightarrow \min$  одночасно з реалізацією програми DSM.

Загальна оптимізаційна функція представляє собою

$$Q_\Phi = F_Q(U, I, \cos \varphi, \Delta U, \Delta I, k_{\pi u}, k_{\pi i}). \quad (2.35)$$

У загальному випадку оптимізація роботи обладнання передбачає виконання таких кроків:

- 1) визначаються фактори впливу та формуються співвідношення;
- 2) оцінюються зміни величини  $Q_\Phi$  від зміни абсолютних значень показників факторів впливу, наприклад зміни функції  $Q_\Phi = F_Q(U, I, \Delta I)$ ;
- 3) оцінюється кількість зон  $n_{\Delta I}$  змін величини  $Q_\Phi$  та розраховуються зміни величини  $Q_{\Phi, j}$  у разі зміни  $\Delta I, j; j=1, \dots, n_{\Delta I}$ ;
- 4) для  $j$ -ї зони для окремих типів обладнання визначаються керуючі впливи на основі сформованої згідно з застосуванням програм DSM бази множин функціональних залежностей керування режимом роботи кожного типу обладнання, які забезпечують виконання умови  $k_{\Delta opt} = Q_\Phi / P \rightarrow \min$ .

Системи генерації, які використовують відновлювані джерела енергії, мають нерівномірний характер генерації, тому для більшості з них доцільним є використання систем акумулювання електроенергії (CAE), які призначені для забезпечення сталого надійного електропостачання незалежно від природних умов і часу доби [129–131].

Спрощена система електропостачання з застосуванням САЕ представлена на рис. 2.8, де Г – генератор; Н – навантаження; САЕ – система акумулювання електроенергії.

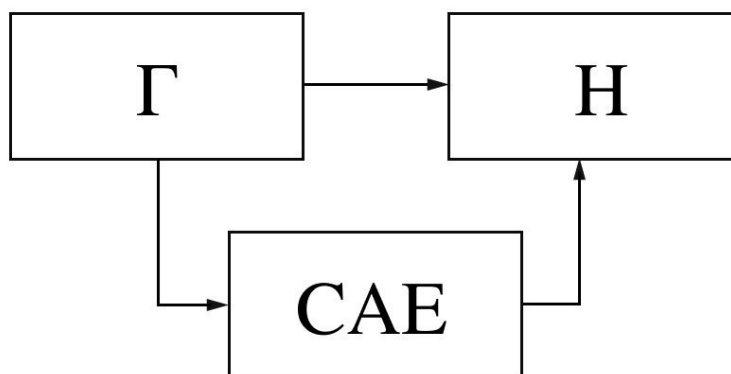


Рис 2.8 – Спрощена схема електропостачання з САЕ

У разі інтеграції САЕ можливі три варіанти функціонування локальної системи електропостачання [129]:

- 1) безпосереднє живлення споживача від мережі

$$p_{\Gamma}(t) = p_{\text{Н}}(t); \Delta t_{1,j}, j = 1, \dots, n_1;$$

- 2) живлення споживача та системи акумуляції від мережі

$$p_{\Gamma}(t) = p_{\text{Н}}(t) + p_{\text{САЕ,Н}}(t); \Delta t_{2,j}, j = 1, \dots, n_1;$$

- 3) живлення споживача від мережі та/або системи акумуляції

$$p_{\text{Н}}(t) = p_{\Gamma}(t) + p_{\text{САЕ,Г}}(t); \Delta t_{3,j}, j = 1, \dots, n_3,$$

де  $p_{\Gamma}(t)$  – потужність генератора;  $p_{\text{Н}}(t)$  – потужність навантаження;  $p_{\text{САЕ,Н}}(t)$  – потужність САЕ в режимі споживання;  $p_{\text{САЕ,Г}}(t)$  – потужність САЕ в режимі генерації;  $\Delta t_{i,j}$  – часовий інтервал.

Система акумулювання електроенергії на етапі заряджання має властивості активного споживача, натомість на етапі розряджання її режим роботи може бути представлений як генератор.

Для оцінки оптимальності процесу роботи цієї системи запропоновано використати модифікований показник потужності Фризе на періоді  $\tau$ ,  $Q_{\Phi,\tau}$  [132].

На рис. 2.9 як приклад показано графік зміни струму генератора  $I_{\text{ген}}$  та навантаження  $I_{\text{н}}$  в системі електропостачання з САЕ, де використані позначення:  $I_{\text{баз}}$  – базовий рівень струму споживача,  $I_1, I_2, I_3$  – струми споживача на інтервалах часу  $\Delta t_1, \Delta t_2, \Delta t_3$  відповідно [115].

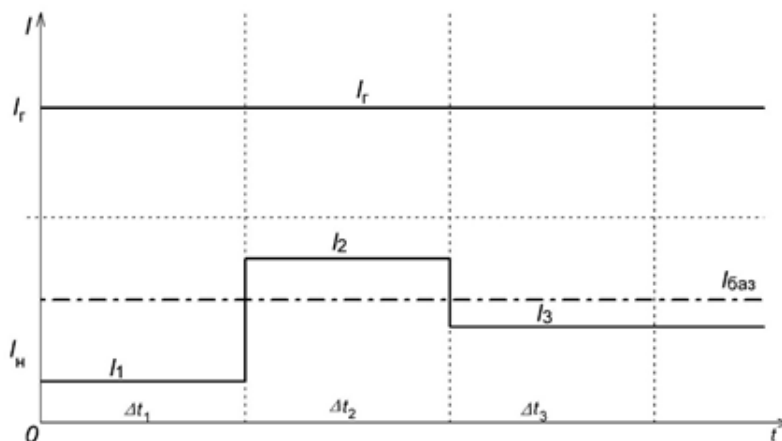


Рисунок 2.9 – Графік зміни струму САЕ

Припустивши, що напруга в системі незмінна,  $U = \text{const}$ , згенерований та спожитий струм має співпадати [129]:

$$I_{\text{н}} \cdot T = (I_{\text{г}} - I_{\text{а1}})\Delta t_1 + (I_{\text{г}} + I_{\text{а2}})\Delta t_2 + I_{\text{г}}\Delta t_3, \quad (2.36)$$

де  $I_{\text{г}}$  – струм генератора;  $I_{\text{а1}}, I_{\text{а2}}$  – струм, що споживається та генерується САЕ

$$I_{\text{г}} \cdot T = I_{\text{г}}(\Delta t_1 + \Delta t_2 + \Delta t_3) - (I_{\text{а1}}\Delta t_1 + I_{\text{а2}}\Delta t_2). \quad (2.37)$$

Тоді активна потужність визначається зі співвідношення

$$P = U[(I_{\text{г}} - I_{\text{а1}})\Delta t_1 + (I_{\text{г}} + I_{\text{а2}})\Delta t_2 + I_{\text{г}}\Delta t_3]. \quad (2.38)$$

Підставивши значення активної потужності  $P$ , отримаємо

$$Q_{\Phi}^2 = U^2 \left[ (I_{\text{г}} - I_{\text{а1}})^2 \delta_1 + (I_{\text{г}} + I_{\text{а2}})^2 \delta_2 + I_{\text{г}}^2 \delta_3 - I_{\text{г}}^2 \right]. \quad (2.39)$$

Після спрощення  $\Delta t_i/T = \delta_i$ ;  $\delta_3 = 1 - \delta_1 - \delta_2$  для режиму  $P_{\text{г}} = P_{\text{н}}$  отримаємо

$$k_{Q,A} = -2I_{\text{г}}I_{\text{а1}}\delta_1 + I_{\text{а1}}^2\delta_1 + 2I_{\text{г}}I_{\text{а2}}\delta_2 + I_{\text{а2}}^2\delta_2, \quad (2.40)$$

$$k_{Q,A} = I_{\text{а1}}^2\delta_1 + I_{\text{а2}}^2\delta_2. \quad (2.41)$$

Отриманий показник залежить лише від параметрів струму САЕ та характеризує безпосередній вплив САЕ на оптимальність функціонування

системи електропостачання. На рис. 2.9, 2.10 представлена зміна показника потужності Фризе відносно тривалості  $\delta_1$  та зміни струму  $I_{a2}$  [115].

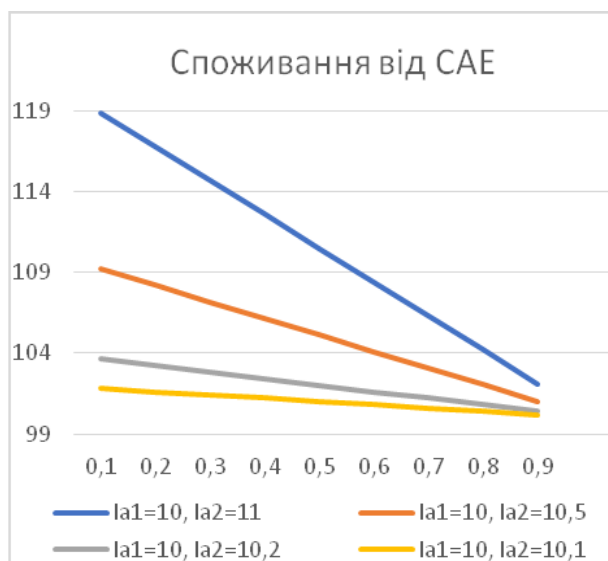


Рис. 2.9 Зміна показника втрат у разі живлення споживача

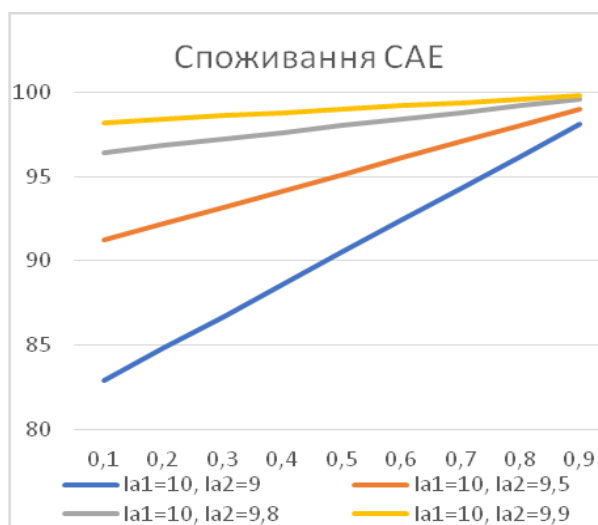


Рис. 2.10 Зміна показника втрат у разі накопиченні САЕ

Аналіз показав, що найменших значень показник  $k_{Q,A}$  набуває у разі найменшої різниці між значеннями струму акумулятора на першому та другому інтервалах, що свідчить про наявність кореляції між рівномірним споживанням та мінімальним рівнем втрат електричної енергії, що важливо врахувати у разі керування режимами роботи АС [129].

## Висновки до розділу

1. Підтверджено, що проблема нерівномірності споживання електричної енергії в системах електропостачання, може бути вирішена у разі впровадження системи DSM що враховуватиме як параметри системи та її елементів, так і причини появи додаткових втрат (електричних, технологічних, екологічних, соціальних). Це в результаті забезпечить зниження рівнів нерівномірності споживання та втрат.

2. Класифіковано основні методи та алгоритми інтеграції програм DSM, що характеризують вимоги електромережевої компанії до добового графіка споживача. Визначено перспективи застосування технічних, технологічних, економічних механізмів впливу на добовий графік електроспоживання з врахуванням комплексного підходу та детальним розглядом факторів.

3. Розширено систему показників енергоефективності за критерієм втрат потужності Фризе  $Q_F$  шляхом оцінки впливу факторів нерівномірності споживання електричної енергії та режимів функціонування СЕП за певний інтервалі часу. Отримані значення для розрахунку втрат від нерівномірності режимів генерації та споживання електричної енергії використовуються у випадку ретроспективного, перспективного та аналізу в режимі реального часу та зміни  $\cos\phi$ , відхилень напруги, впливу вищих гармонічних складових.

4. Запропоновано метод оцінки впливу нерівномірності споживання електричної енергії на рівень втрат у СЕП, в якому на відміну від існуючих використано модифіковані показники декомпозиції потужності Фризе  $Q_F$  та поширені визначення потужності Фризе на довільний інтервал часу, який враховує вплив інтервалів та рівнів нерівномірного споживання електричної енергії на рівень втрат, а також  $k\Delta_{opt}$ , що характеризує ефективність регулювання та визначає рівень неоптимальності передачі енергії з точки зору усунення її втрат.

5. Отримано показник  $k_{Q,A}$ , що залежить лише від параметрів та режиму роботи САЕ і дає можливість охарактеризувати безпосередній вплив САЕ на оптимальність функціонування системи електропостачання

## РОЗДІЛ 3 МЕТОДИ ОЦІНЮВАННЯ ОПТИМАЛЬНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

### 3.1. Оптимізація поточного рівня електроспоживання в системах електропостачання

Проблему оптимального електроспоживання можна вирішувати шляхом порівняння режимів у разі різних варіантів комбінацій систем керування електроспоживання та керування попитом на електроенергію. Не зважаючи на світові тренди, питання керування попитом на електроенергію в Україні залишається відкритим [91, 133, 134].

У загальному випадку сформулюємо цільову функцію для організації процесу вирішення математичного виразу цілі оптимального керування системи, формалізованої у вигляді функціоналу якості керування [115, 128].

$$F(X) \rightarrow opt; \quad (3.1)$$

$$F(X) = (F_{\text{ген}}(X), F_{\text{пер}}(X), F_{\text{спож}}(X)); \quad (3.2)$$

$$X \in \Omega; X = (X_1; X_2; \dots; X_n); \quad (3.3)$$

$$\Omega = \{X : a_i \leq X_i \leq b_i, i = 1 \dots n\}, \quad (3.4)$$

де  $F(X)$  – цільова функція;  $X$  – вектор оптимізованих параметрів;  $a_i, b_i$  – межі зміни оптимізованих параметрів.

Для окремого випадку цільову функцію оптимізаційної задачі можна записати у вигляді

$$F_{\text{ген}} = (\Delta U_{\text{ген}}, \Delta I_{\text{ген}}, \Delta f_{\text{ген}}, \Delta \varphi_{\text{ген}}, \Delta P_{\text{ген}}, g_{\text{ген}}); \quad (3.5)$$

$$F_{\text{перед перетв}} = (\Delta U_{\text{пер}}, \Delta I_{\text{пер}}, \Delta f_{\text{пер}}, \Delta \varphi_{\text{пер}}, \Delta P_{\text{пер}}, g_{\text{пер}}); \quad (3.6)$$

$$F_{\text{спож}} = (\Delta U_{\text{спож}}, \Delta I_{\text{спож}}, \Delta f_{\text{спож}}, \Delta \varphi_{\text{спож}}, \Delta P_{\text{спож}}, g_{\text{спож}}), \quad (3.7)$$

де  $\Delta U$  – відхилення напруги;  $\Delta I$  – відхилення струму;  $\Delta f$  – зміна частоти;  $\Delta \varphi$  – зміна коефіцієнта потужності;  $\Delta P$  – втрати потужності;  $g$  – інші фактори, що виникають в результаті нерівномірності протікання процесів, та які необхідно врахувати при оптимізації режимів функціонування СЕП та ЛСЕП.

Загальна цільова функція (3.1) векторна, в окремих випадках у разі її розгляду необхідна скаляризація, тобто, знаючі початкові умови та обмеження, визначити такий режим роботи, який максимізує або мінімізує єдиний заданий критеріальний показник [135].

### 3.2 Система показників поточного рівня оптимальності функціонування ЛСЕСП на основі показника реактивної потужності $Q_\Phi$

Розглядаючи можливі варіанти зміни струму та напруги варто виділити наступні варіанти зміни у разі зростання та падіння напруги необхідне врахування форми кривих (рис. 3.1) та табл. 3.1.

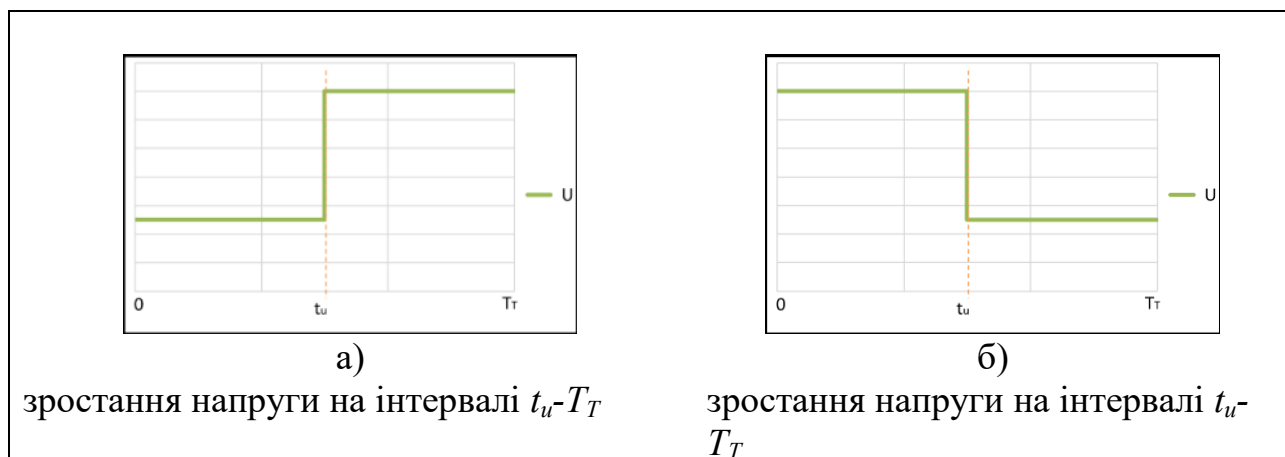


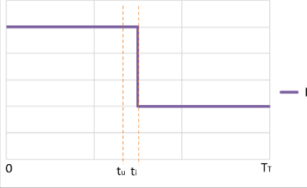
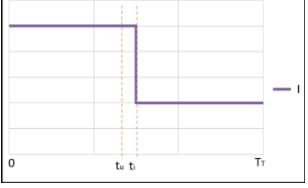
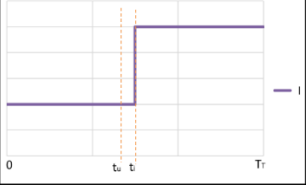
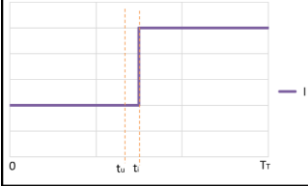
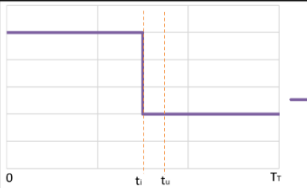
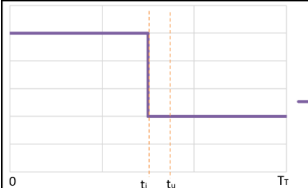

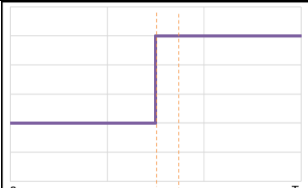
Рис. 3.1 – Можливі варіанти зміни напруги на інтервалі часу  $t_u-T_T$

Таблиця 3.1 Розрахункові значення для  $Q_\Phi$

№ з/п	Варіанти зміни напруги а)	Варіант зміни напруги б) 2	Розрахункові формули
$i_H(t)$ 1/2	<p><math>t_i = t_u</math></p>	<p><math>t_i = t_u</math></p>	$P = \frac{U_1 I_1 t}{T_T} + \frac{(U_1 \pm \Delta U)(I_1 - \Delta I)(T_T - t)}{T_T}$ $S^2 = \frac{(U_1^2 t + (U_1 \pm \Delta U)^2 (T_T - t))(I_1^2 t + (I_1 - \Delta I)^2 (T_T - t))}{T_T^2}$
$i_H(t)$ 3/4	<p><math>t_i = t_u</math></p>	<p><math>t_i = t_u</math></p>	$P = \frac{U_1 I_1 t}{T_T} + \frac{(U_1 \pm \Delta U)(I_1 + \Delta I)(T_T - t)}{T_T}$ $S^2 = \frac{(U_1^2 t + (U_1 \pm \Delta U)^2 (T_T - t))(I_1^2 t + (I_1 + \Delta I)^2 (T_T - t))}{T_T^2}$



## Продовження таблиці 3.1

$i_H^-(t)$ 5/6	 $t_i > t_u$	 $t_i > t_u$	$P = \frac{U_1 I_1 t_u}{T_T} + \frac{I_1 (U_1 \pm \Delta U) (t_i - t_u)}{T_T} + \frac{(U_1 \pm \Delta U) (I_1 - \Delta I) (T_T - t_i)}{T_T}$ $S^2 = \frac{U_1^2 t_u + (U_1 \pm \Delta U)^2 (t_i - t_u) + (U_1 \pm \Delta U)^2 (T_T - t_i)}{T_T} \times$ $\frac{I_1^2 t_i + I_1^2 (t_i - t_u) + (I_1 - \Delta I)^2 (T_T - t_i)}{T_T}$
$i_H^+(t)$ 7/8	 $t_i > t_u$	 $t_i > t_u$	$P = \frac{U_1 I_1 t_u}{T_T} + \frac{I_1 (U_1 \pm \Delta U) (t_i - t_u)}{T_T} + \frac{(U_1 \pm \Delta U) (I_1 + \Delta I) (T_T - t_i)}{T_T}$ $S^2 = \frac{U_1^2 t_u + (U_1 \pm \Delta U)^2 (t_i - t_u) + (U_1 \pm \Delta U)^2 (T_T - t_i)}{T_T} \times$ $\frac{I_1^2 t_u + I_1^2 (t_i - t_u) + (I_1 + \Delta I)^2 (T_T - t_i)}{T_T}$
$i_H^-(t)$ 9/ 10	 $t_i < t_u$	 $t_i < t_u$	$P = \frac{U_1 I_1 t_i}{T_T} + \frac{U_1 (I_1 - \Delta I) (t_i - t_u)}{T_T} + \frac{(U_1 \pm \Delta U) (I_1 - \Delta I) (T_T - t_i)}{T_T}$ $S^2 = \frac{U_1^2 t_i + U_1^2 (t_i - t_u) + (U_1 \pm \Delta U)^2 (T_T - t_i)}{T_T} \times$ $\frac{I_1^2 t_i + (I_1 - \Delta I)^2 (t_i - t_u) + (I_1 - \Delta I)^2 (T_T - t_i)}{T_T}$
$i_H^+(t)$ 11/ 12	 $t_i < t_u$	 $t_i < t_u$	$P = \frac{U_1 I_1 t_i}{T_T} + \frac{U_1 (I_1 + \Delta I) (t_i - t_u)}{T_T} + \frac{(U_1 \pm \Delta U) (I_1 + \Delta I) (T_T - t_i)}{T_T}$ $S^2 = \frac{U_1^2 t_i + U_1^2 (t_i - t_u) + (U_1 \pm \Delta U)^2 (T_T - t_i)}{T_T} \times$ $\frac{I_1^2 t_i + (I_1 + \Delta I)^2 (t_i - t_u) + (I_1 + \Delta I)^2 (T_T - t_i)}{T_T}$

Як приклад, проаналізуємо наведені зміни потужності Фризе  $Q_\Phi$  у разі симетричного зростання напруги  $U_1, U_2$  та струму  $I_1, I_2$  у разі  $t_i = t_u$  з наведеного у табл. 3.1 варіанту 1 та падіння напруги  $U_1, U_2$  та струму  $I_1, I_2$  у разі  $t_i = t_u$ , варіант 2, (рис. 3.2).

Вихідні дані для розрахунку приймаємо: напруга  $U_N = 10$  кВ, струм  $I_N = 1$  кА: Діапазон зміни напруги  $\Delta U = [0,5 \dots 1$  кВ],  $\Delta I = [0,1 \dots 0,8]$ .

Форми кривих графіка напруги та струму для обох варіантів наведено на рис 3.2, 3.3.



Рис. 3.2 – Варіант форми кривих у разі симетричного зростання напруги та струму,  $t_u=t_i$

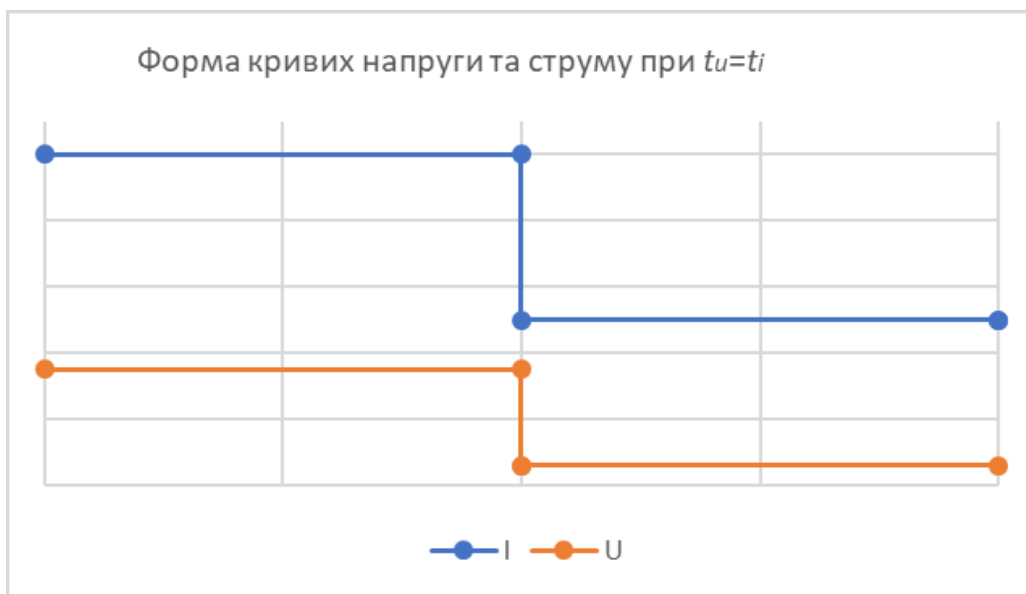


Рис. 3.3 – Варіант форми кривих у разі симетричного зниження напруги та струму,  $t_u=t_i$ :

Значення потужності для двох однакових інтервалів  $t_1=t_2=t$ ,  $t_1+t_2=T_T$ :

$$P = \frac{U_1 I_1 t}{T_T} + \frac{(U_1 + \Delta U)(I_1 + \Delta I)(T_T - t)}{T_T}. \quad (3.8)$$

Значення квадрату потужності розраховується за наступним співвідношенням:

$$S^2 = \frac{(U_1^2 t + (U_1 + \Delta U)^2 (T_T - t))(I_1^2 t + (I_1 + \Delta I)^2 (T_T - t))}{T_T^2}. \quad (3.9)$$

Підставивши отримані співвідношення у 1.1 отримаємо:

$$Q_\Phi = \sqrt{\frac{(U_1^2 t + (U_1 + \Delta U)^2 (T_T - t))(I_1^2 t + (I_1 + \Delta I)^2 (T_T - t)) - (U_1 I_1 t + (U_1 + \Delta U)(I_1 + \Delta I)(T_T - t))^2}{T_T^2}}. \quad (3.10)$$

Отримані графіки для зміни показника реактивної потужності Фризе  $Q_\Phi$  ілюструють зростання показника у разі збільшення величин відхилення напруги  $\Delta U$  та струму  $\Delta I$ . Проте у разі пропорційного зростання величина  $Q_\Phi = 0$  через відсутність нерівномірного споживання,  $R = \text{const}$ .

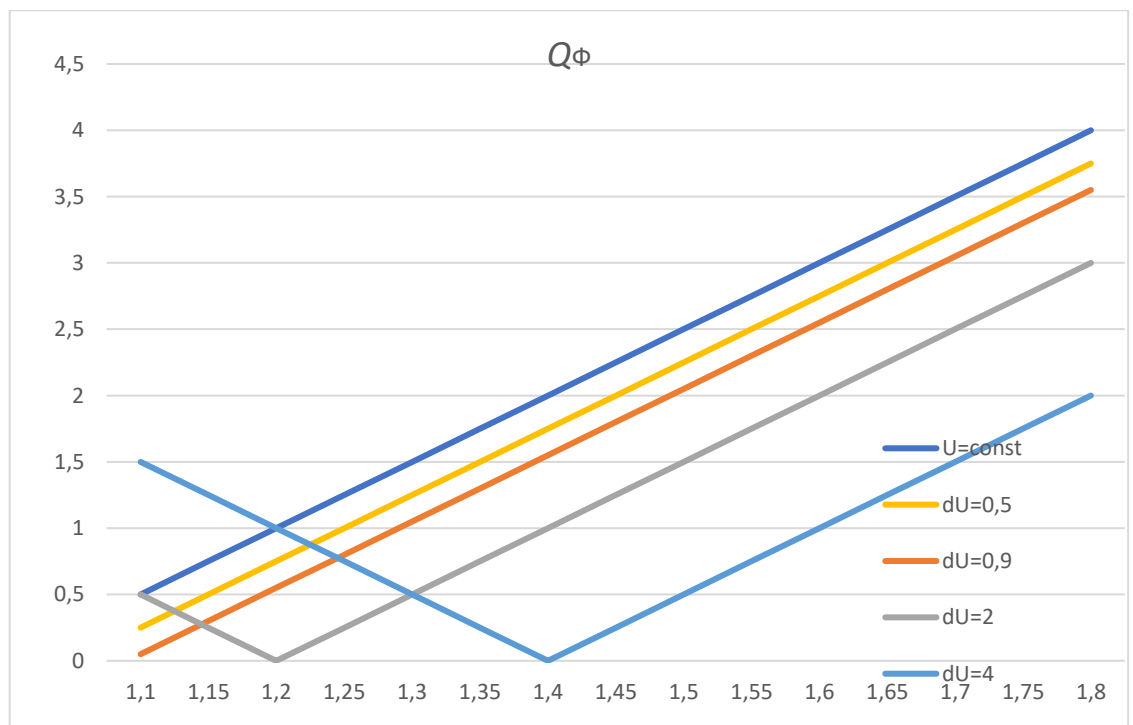


Рис. 3.4 – Зміна величини потужності Фризе  $Q_\Phi$  у разі симетричного зростання напруги та струму.

У разі падіння напруги та струму, вплив зміни  $\Delta I$  у разі  $U_H = 10$  кВ,  $I_H = 1$  кА: Діапазон зміни напруги  $\Delta U = [0,5 \dots 1$  кВ],  $\Delta I = [0,1 \dots 0,8]$ ,

$$P = \frac{U_1 I_1 t}{T_T} + \frac{(U_1 - \Delta U)(I_1 - \Delta I)(T_T - t)}{T_T}; \quad (3.11)$$

$$S^2 = \frac{(U_1^2 t + (U_1 - \Delta U)^2 (T_T - t))(I_1^2 t + (I_1 - \Delta I)^2 (T_T - t))}{T_T^2}; \quad (3.12)$$

$$Q_\Phi = \sqrt{\frac{(U_1^2 t + (U_1 - \Delta U)^2 (T_T - t))(I_1^2 t + (I_1 - \Delta I)^2 (T_T - t)) - (U_1 I_1 t + (U_1 - \Delta U)(I_1 - \Delta I)(T_T - t))^2}{T_T^2}}. \quad (3.13)$$

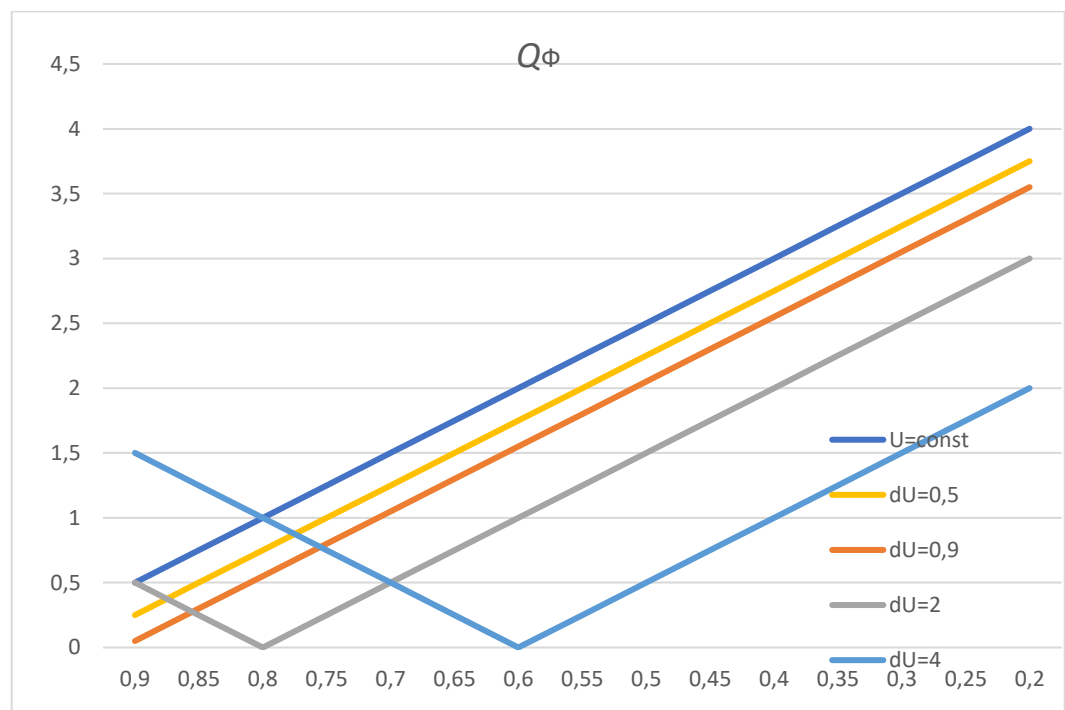


Рис. 3.5 – Зміна величини потужності Фризе  $Q_\Phi$  у разі симетричного зниження напруги та струму.

Величина  $Q_\Phi$  найбільш залежить від зміни  $\Delta I$  ніж  $\Delta U$ , проте  $\Delta U$  впливає на форму кривої та наявність екстремумів. Так для ілюстрації, прийнята величини  $\Delta U=2$  та 4 кВ. Криві показують, що у разі пропорційного зниження напруги та струму, значення для  $Q_\Phi$  набувають найменших значень.

### 3.3 Аналіз впливу несинусоїдальності на зміну величини $Q_\Phi$

Для аналізу впливу зміни величин напруги  $\Delta U$  та струму  $\Delta I$  варто ввести співвідношення  $\Delta U/U_1 = \delta U$  та  $\Delta I/I_1 = \delta I$ .

Приклад аналізу впливу зміни потужності на зміну потужності Фризе наведено на рис. 3.6 – 3.9.

Розрахункові формули для аналізу та врахування впливу  $\cos\phi$  наведено у додатку Б.

Вплив гармонічних складових на величину струму  $i(t)$  та напруги  $u(t)$  розраховується як

$$u(t) = \sum_{j=1}^n u_j(t) = \sum_{j=1}^n U_{M,j} \sin(j\omega t + \phi_j^u); \quad (3.14)$$

$$i(t) = \sum_{j=1}^n i_j(t) = \sum_{j=1}^n I_{M,j} \sin(j\omega t + \phi_j^i); \quad (3.15)$$

$$U^2 = U_1^2 + U_3^2; \quad (3.16)$$

$$I^2 = I_1^2 + I_3^2; \quad (3.17)$$

$$k_{mu,3} = \frac{U_3}{U_1}; \quad (3.18)$$

$$k_{ni,3} = \frac{I_3}{I_1}; \quad (3.19)$$

Повна потужність з врахуванням коефіцієнтів пульсації розраховується як

$$S^2 = U_1^2 I_1^2 (1 + k_{mu}^2)(1 + k_{ni}^2); \quad (3.20)$$

Для визначення вплив гармонічних складових 1-ої та 3-ої гармоніки

$$U_3 = U_1 (1 + k_{mu,3}); \quad (3.21)$$

$$I_3 = I_1 (1 + k_{ni,3}^2); \quad (3.22)$$

$$S_{1,3}^2 = U_1^2 I_1^2 (1 + k_{mu,3}^2)(1 + k_{ni,3}^2). \quad (3.23)$$

Для визначення вплив гармонічних складових 1-, 3- та 5-ої гармоніки

$$S_5^2 = U_1^2 I_1^2 (1 + k_{mu,3}^2 + k_{mu,5}^2)(1 + k_{ni,3}^2 + k_{ni,5}^2). \quad (3.24)$$

Активна потужність у даному випадку визначається як

$$P = \sum_{j=1}^n U_j I_j \cos(\phi_j^u - \phi_j^i). \quad (3.25)$$

Для визначення вплив гармонічних складових 1 та 3 гармоніки:

$$P = U_1 I_1 \cos(\varphi_1^u - \varphi_1^i) + U_3 I_3 \cos(\varphi_3^u - \varphi_3^i) \quad (3.26)$$

$$Q_{\phi,1-3}^2 = U_1^2 I_1^2 (1 + k_{iu,3}^2) (1 + k_{ui,3}^2) - (U_1 I_1 \cos(\varphi_1^u - \varphi_1^i) + U_3 I_3 \cos(\varphi_3^u - \varphi_3^i))^2 \quad (3.27)$$

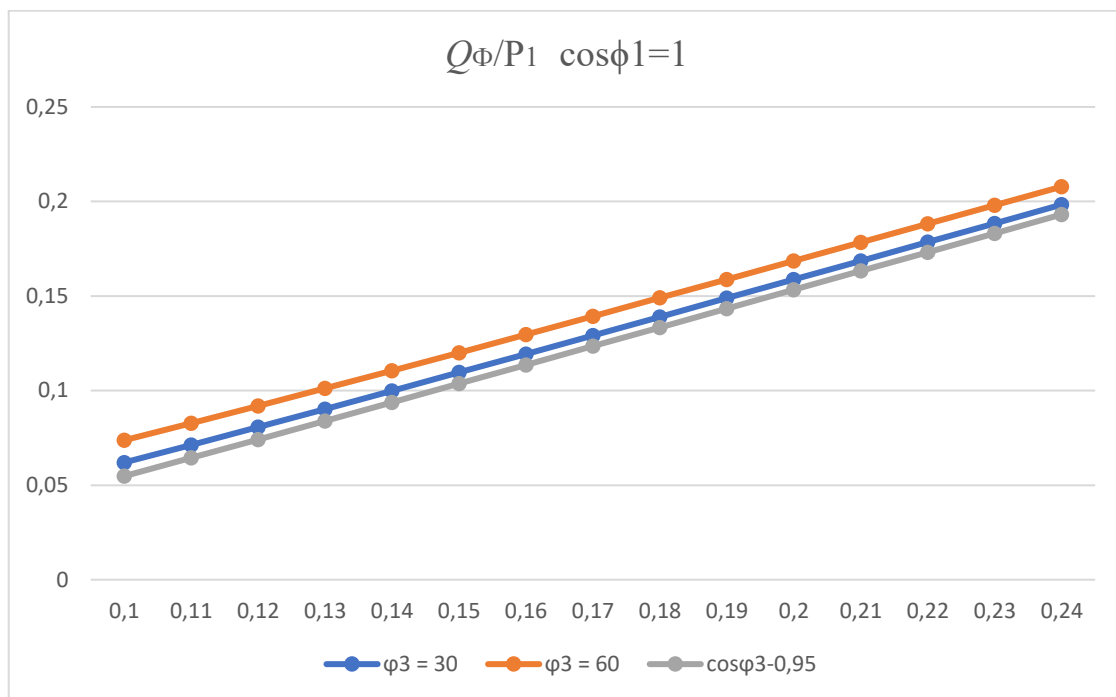


Рис. 3.6 – Вплив активної потужності за першою гармонікою у разі відсутності зсуву за першою гармонікою  $\cos\phi_1=1$

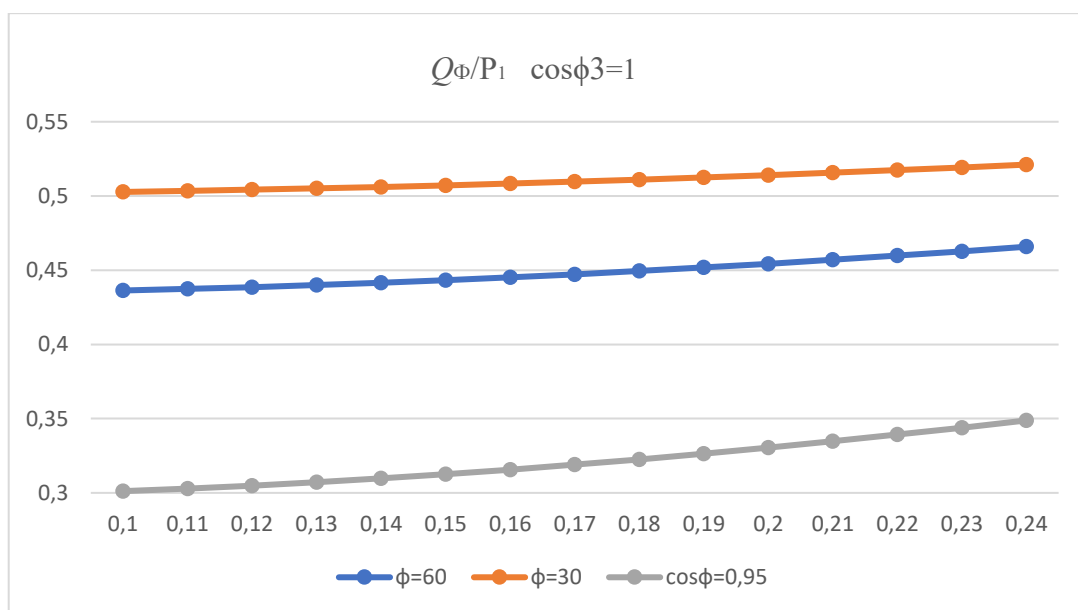


Рис. 3.7 – Вплив активної потужності за першою гармонікою у разі відсутності зсуву за третьою гармонікою  $\cos\phi_3=1$

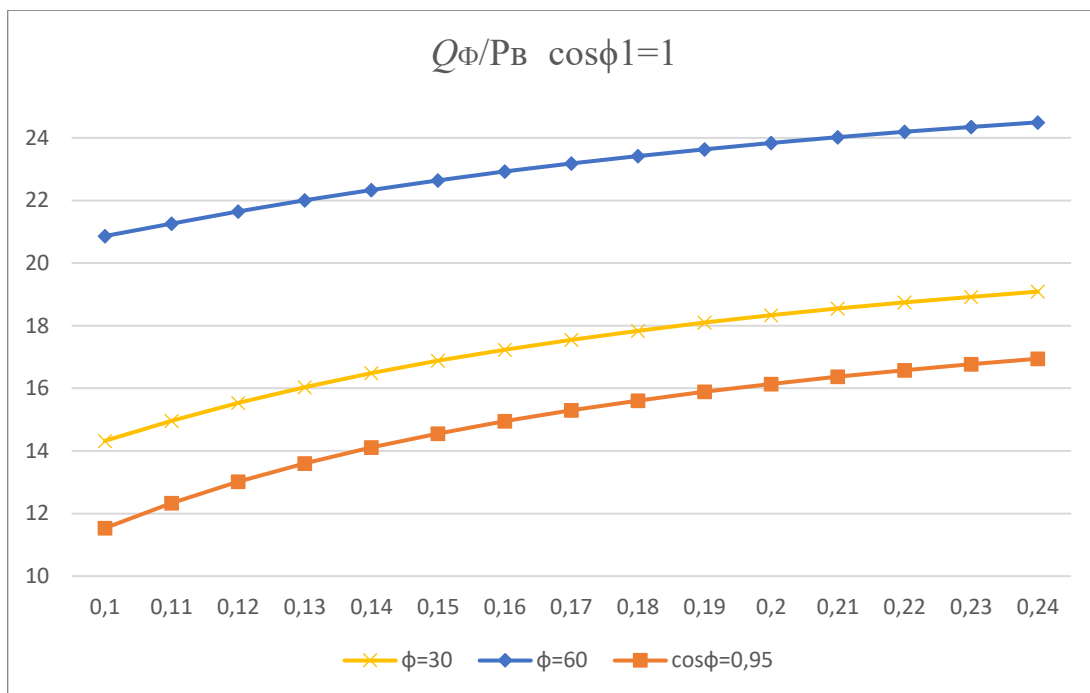


Рис. 3.8 – Вплив активної потужності за вищими гармоніками у разі відсутності зсуву за першою гармонікою  $\cos \phi_1 = 1$

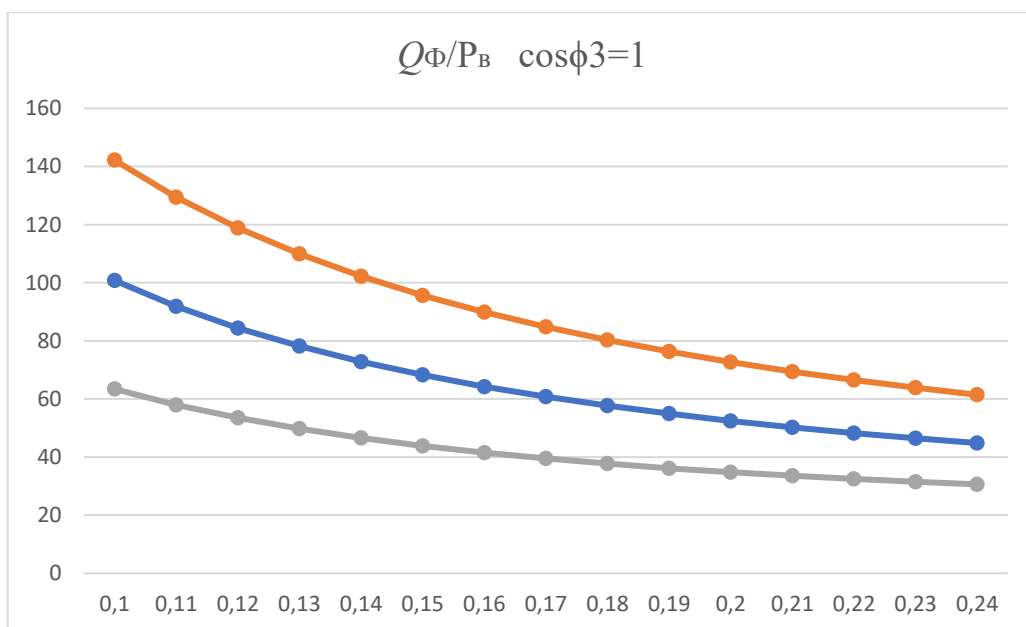


Рис. 3.9 Вплив активної потужності за вищими гармоніками у разі відсутності зсуву за третьою гармонікою  $\cos \phi_3 = 1$

Для аналізу впливу діючих значень напруги та струму, розрахунок потужності Фризе  $Q_F$  необхідно модифікувати на основі максимальних значень напруги  $U_M$  та струму  $I_M$  разі діючих значень:  $U_D = U_M / \sqrt{2}$ ,  $I_D = I_M / \sqrt{2}$ ,

$$u(t) = \sum_{j=1}^n u_j(t) = \sum_{j=1}^n U_{M,j} \sin(j\omega t + \varphi_j^u); \quad (3.28)$$

$$i(t) = \sum_{j=1}^n i_j(t) = \sum_{j=1}^n I_{M,j} \sin(j\omega t + \varphi_j^i); \quad (3.29)$$

$$P = \sum_{j=1}^n \frac{U_{M,j} I_{M,j}}{\sqrt{2}} \cos(|\varphi_j^u - \varphi_j^i|); \quad (3.30)$$

$$S^2 = U_D^2 (1 + k_{nu}^2) I_D^2 (1 + k_{ni}^2); \quad (3.31)$$

$$S^2 = \sum_{j=1}^n \frac{U_{M,j}^2 (1 + k_{nu,j}^2)}{2} \sum_{j=1}^n \frac{I_{M,j}^2 (1 + k_{ni,j}^2)}{2}; \quad (3.32)$$

Підставивши значення для квадрату повної  $S^2$  та активної  $P^2$  потужності отримаємо:

$$Q_\phi^2 = \frac{\sum_{j=1}^n U_{M,j}^2 (1 + k_{nu,j}^2) \sum_{j=1}^n I_{M,j}^2 (1 + k_{ni,j}^2) - U_{M,j}^2 I_{M,j}^2 (|\varphi_j^u - \varphi_j^i|)}{2}. \quad (3.33)$$

У разі розгляду електроенергетичних процесів протягом доби, співвідношення варто апроксимувати чотирма складовими, що відображають усередненні рівні напруги та струму. Такий підхід формально відображає споживання електричної енергії у вечірній та ранішній максимуми та нічний та денний мінімуми [128].

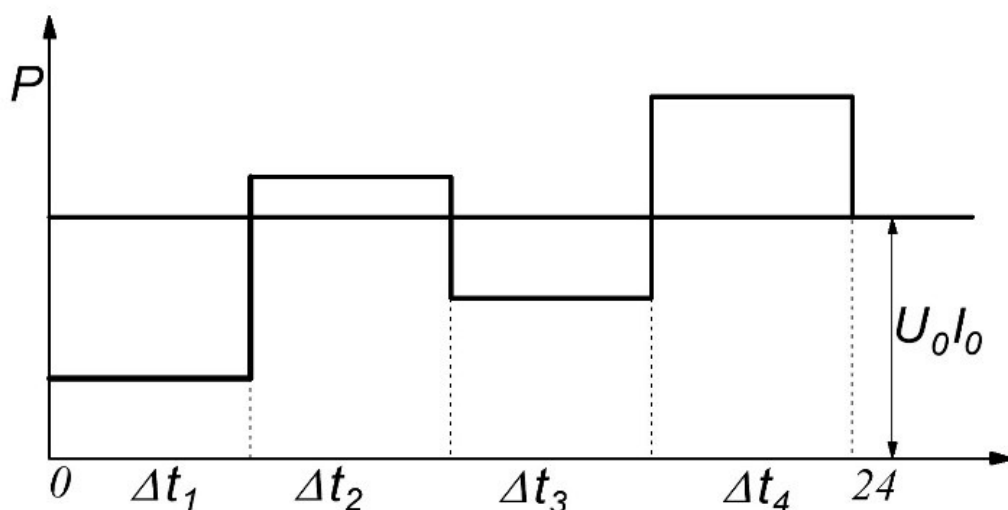


Рис. 3.10 – Добовий графік споживання відносно умовно оптимального рівня  $U_0 I_0$

Розглядаючи такий випадок для доби, вираз для реактивної потужності Фризе, у разі розбиття на чотири часових інтервали та теоретичного припущення



повністю активного споживання, знаючи величину оптимального рівня напруги і струмів для інтервалів можна записати значення для напруг та струмів, як відхилення від оптимального рівня на величину  $\Delta I$  та  $\Delta U$  [115].

$$\begin{aligned} U_0 &= \frac{U_1 \Delta t_1 + U_2 \Delta t_2 + U_3 \Delta t_3 + U_4 \Delta t_4}{T} \\ I_0 &= \frac{I_1 \Delta t_1 + I_2 \Delta t_2 + I_3 \Delta t_3 + I_4 \Delta t_4}{T} \end{aligned} ; \quad (3.34)$$

Найбільш наближений до реальних умов режим роботи умовної установки (генератор – навантаження). Було розглянуто добовий інтервал – 24 год. [98], [115]:

$$Q_{\phi,24}^2 = (U_0^2 + \sum_{j=1}^4 \Delta U_j^2 \delta_j)(I_0^2 + \sum_{j=1}^4 \Delta I_j^2 \delta_j) - U_0^2 I_0^2; \quad (3.35)$$

Отриманий показник дозволяє оцінити рівень нерівномірності споживання електричної енергії протягом доби на основі оптимальних або середніх величин.

### 3.4 Оптимізація процесів керування попитом на електричну енергію шляхом оптимізації режимів роботи споживача

Очевидно, що у разі впровадження механізмів DSM необхідним є проведення оцінювання ефективності керування попитом, яке зазвичай виконується за такими показниками як [110, 136]:

- коефіцієнт заповнення графіка навантаження  $k_3$ ;
- сумарна вартість спожитої електричної енергії  $C_e$ .

Відповідно необхідно застосовувати два критерії які представлені у вигляді цільових функцій (ЦФ).

Перша ЦФ відповідає максимізації коефіцієнту заповнення графіка навантаження  $k_3$  [98, 110]

$$\max k_3 = \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^J P_{(i,j)} t_j}{\sum_{j=1}^J t_j \sum_{i=1}^N P_{(i,j)}}, \quad (3.36)$$

де оптимізаційними змінними вибрані значення споживаної потужності  $P_{(i,j)}$  на інтервалі часу  $t_j$  (зазвичай часовий інтервал приймає значення 1-2 години) за групами споживачів  $i$ . Відповідно чисельник цільової функції представляє є кількістю спожитої потужності. ЦФ є лінійною відносно оптимізаційних змінних. Розмірність задачі складає  $N \times J$ , де  $N$  – кількість груп споживачів;  $J$  – кількість інтервалів часу [110].

Друга ЦФ відповідає мінімізації витрат коштів  $C$  [98, 110]:

$$\text{Min } C = \left[ \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^J P_{(i,j)} \cdot t_{(j)} \cdot ce_{(i,j)} \right] + \left[ \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^J P_{(i,j)} \cdot t_{(j)} \cdot cd_{(i,j)} \right], \quad (3.37)$$

де ЦФ за критерієм  $ce$  – вартості спожитої електричної енергії також є лінійною і представляє собою мінімізацію витрат коштів на спожиту електричну енергію. Оптимізаційними змінними вибрані: значення споживаної потужності на інтервалі часу  $t_j$  по групах споживачів  $i$ , тариф на електричну енергію  $ce$ , плата за встановлену потужність  $cd$ . Перший доданок є платою за обсяг спожитої енергії, другий доданок – платою за потужність.

Оптимізовані графіки добового споживання електричної енергії будуються з врахуванням обмежень [110, 136, 137]:

$$P_{new}(i) = P_{old}(i)_{\forall t_o \rightarrow t_k, t_h \rightarrow T_D}, \quad (3.38)$$

тобто загальний обсяг спожитої потужності  $P$  на інтервалі часу  $T_D$  залишається незмінним та на кожному інтервалі має відповідати обмеженням

$$P_{new}(i) \leq P_{(value1)} \forall t_k \rightarrow t_h; \quad (3.39)$$

$$P_{new}(i) \geq P_{(value2)} \forall t_k \rightarrow t_h; \quad (3.40)$$

проте пікове споживання з інтервалу часу  $(t_k; t_h)$  рівномірно переноситься на інтервали часу  $(t_o; t_k) \cup (t_h; T_D)$  (рис. 3.11).

$$P_{(value2)} \leq P_{(value1)}, \quad (3.41)$$

де обмеження задачі стосуються необхідності збереження сумарної за розрахунковий період спожитої потужності:  $P_{new,i} = P_{old}$ , і обмеження допустимих величин максимальної споживаної потужності:  $P_{new,i} < P_{max}$ , що впливають з граничних можливостей мережі та електроенергетичної системи, як наприклад,

обмежена потужність генеруючого устаткування електроенергетичних систем, обмеження на пропускну здатність розподільної мережі, трансформаторів тощо.

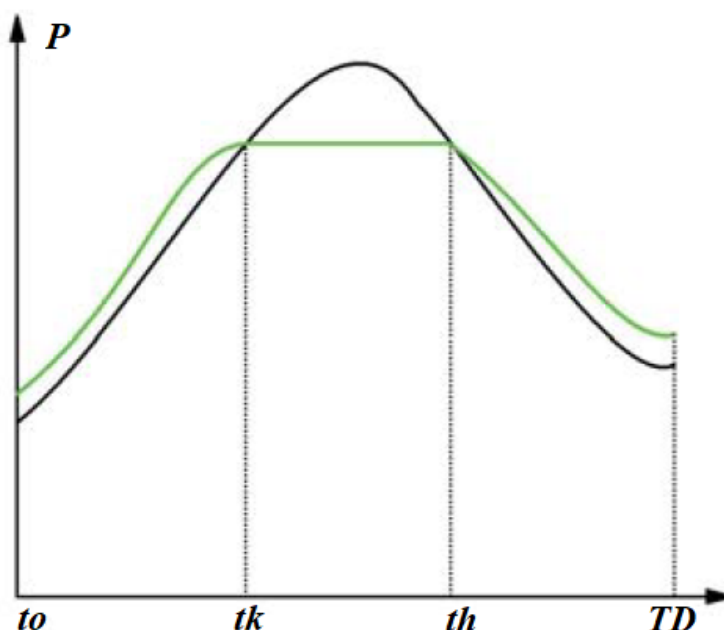


Рис. 3.11 – Ілюстрація перенесення навантаження зі збереженням балансу споживання

Наведене формулювання оптимізаційної задачі є дещо спрощеним і не враховує можливості споживача змінювати профілі споживання в автоматичному режимі для різних типів устаткування. Як приклад, споживачу групи домогосподарства набагато простіше змінити профіль споживання посудомийної машини, ніж системи освітлення [138]. Для врахування можливості споживачів змінювати рівень споживання власного обладнання необхідно ввести третій критерій і сформулювати відповідну оптимізаційну задачу, яка характеризуватиме собою мінімізацію ступеня нерівномірності початкового графіка навантаження після застосування програм DSM –  $\min F_{\text{граф}}$ .

Особливості споживачів враховані коефіцієнтом гнучкості їх попиту  $k_g$ , що може набувати значення від 0 до 1, де значення 0 відповідає найменшій гнучкості обладнання, 1 – максимальній гнучкості, тобто готовності споживача змінювати профіль споживання конкретного обладнання шляхом перенесення споживання на інші часові інтервали [110].

Нелінійна багатокритеріальна оптимізаційна задача для ЦФ  $F_{\text{граф}}$  [93, 98]:

$$\min F_{\text{граф}} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^T (P_{\text{new}} - P_{\text{old}})^2 \cdot \frac{1}{k_r}; \quad (3.42)$$

$$\min y = \begin{cases} C(P_{\text{new}}) - w_1 \cdot y_1 \leq g_1 \\ Cur(P_{\text{new}}) - w_2 \cdot y_2 \leq g_2 \\ E_{\text{new}} = E_{\text{old}} \\ P_{\text{new},i} \leq P_{\text{max}} \end{cases}. \quad (3.43)$$

Пропонується окремо розглядати пари критеріїв, як такі, що відповідають цілям споживача та електропостачальної організації [110]:

- 1) коефіцієнт завантаження та коефіцієнт нерівномірності графіка;
- 2) зменшення вартості спожитої електроенергії та коефіцієнта нерівномірності графіка споживання.

### 3.5 Оптимізація добового графіка електроспоживання СЕП комплексу багатоквартирних будинків

Для ілюстрації результатів оптимізаційної моделі вибрана група з однієї тисячі побутових домогосподарств, в яких вибрано основне обладнання у складі: пральні та посудомийні машини, опалення та кондиціонування, холодильники, освітлення, обладнання для приготування їжі та системи мультимедіа. Надалі розглядаються усереднені значення потужностей для типових устаткувань даного класу. Результати моделювання для групи споживачів «Домогосподарства» показано на рис. 3.12. Необхідно зазначити, що в якості критерію зменшення витрат на спожиту електричну енергію вибраний діючий двозонний тариф, а коефіцієнти гнучкості обладнання обирались з власного досвіду низки експертів, щодо користування побутовими приладами. Оптимізація добового графіка проводилась у програмному комплексі MatLab [139].

За результатами отримані оптимізовані криві графіків споживання для трьох варіантів: рис. 3.12 максимізація коефіцієнта заповнення зі збереження балансу спожитої потужності, рис. 3.13 – максимізація коефіцієнта заповнення

без збереження балансу, тобто теоретично можливе відключення приладів у години пікового споживання, рис. 3.14 – мінімізація витрат зі збереженням балансу спожитої електроенергії.

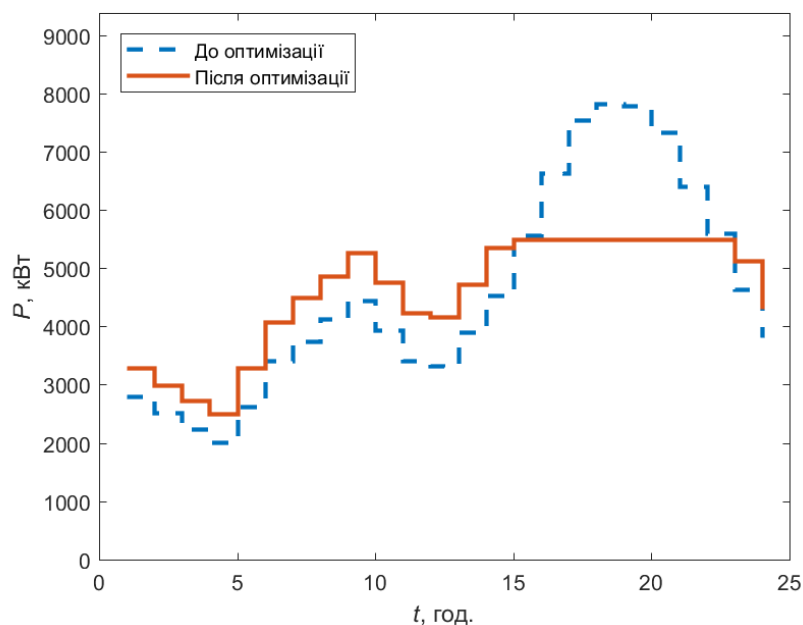


Рис. – 3.12 Результати оптимізації добового графіка домогосподарств у разі максимізації коефіцієнта заповнення зі збереження балансу спожитої електроенергії

У разі оптимізації з врахуванням діючих тарифів та коефіцієнтів гнучкості споживання в період 7:00 – 23:00 переноситься на нічну зону. Пропонується розглядати результати 3.12 та 3.14 як такі, що можуть бути досягнуті у разі впровадженні програм з керування попитом.

З основного обладнання споживачів, детально варто розглядати пральні та посудомийні машини, як такі, що мають найбільший потенціал.

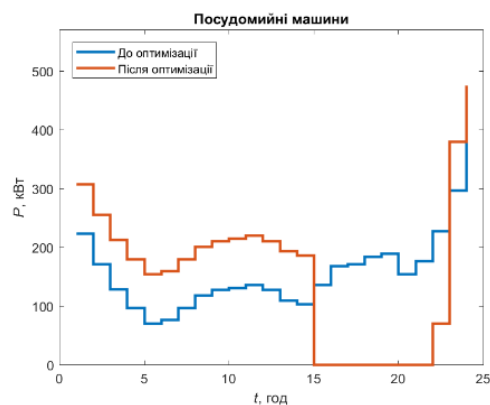
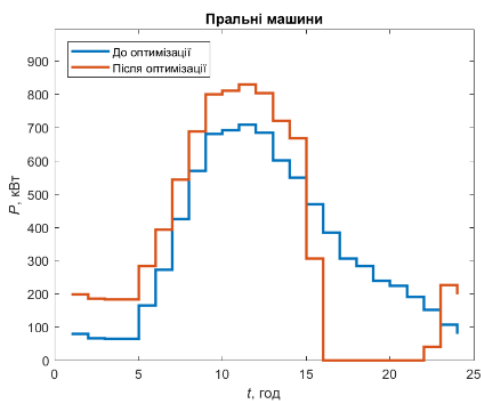


Рис. – 3.13 Результати оптимізації за встановленим обладнанням домогосподарств у разі максимізації коефіцієнту заповнення зі збереження балансу

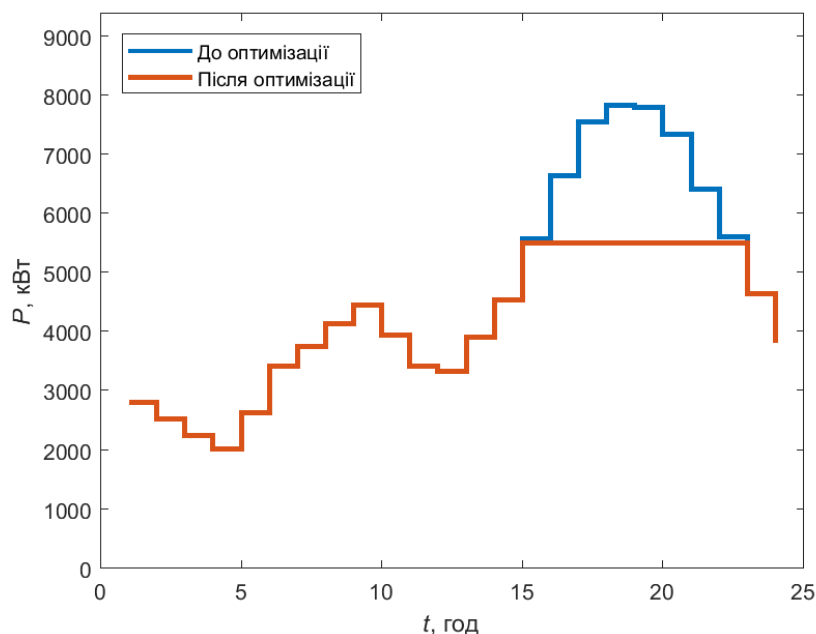


Рис. – 3.14 Максимізація коефіцієнту заповнення без збереження балансу спожитої електричної енергії

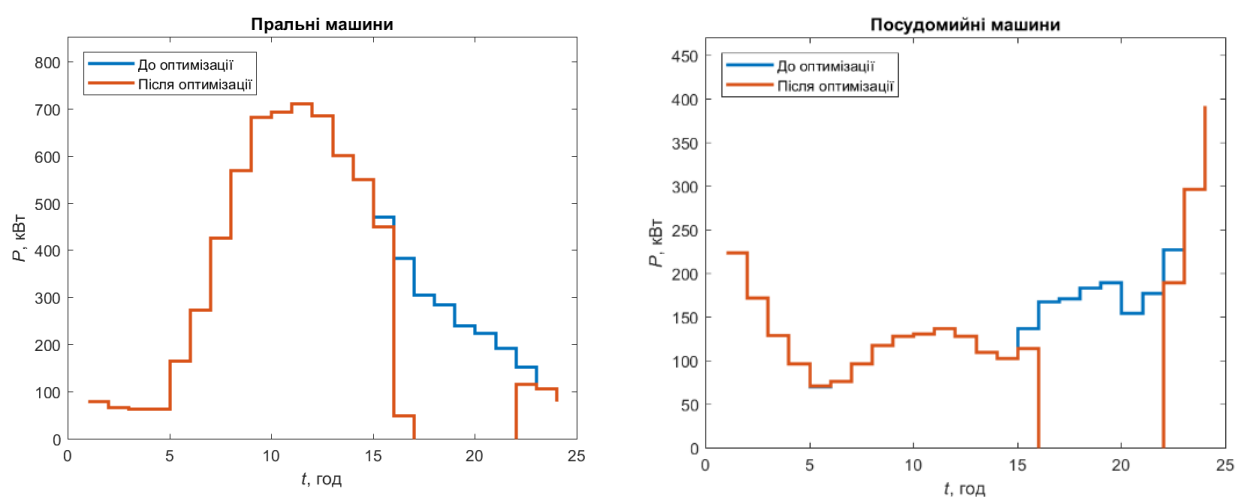


Рис. – 3.15 Результати оптимізації за встановленим обладнанням

Оптимізація коефіцієнта заповнення, яка в даному випадку, фактично є ідеальним прикладом зменшення пікового споживання, на практиці є недосяжною, оскільки важливою вимогою до програм DSM є баланс між отриманою вигодою та погіршенням комфорту споживачів.

На відміну від оптимізації графіка споживання у випадку максимізації коефіцієнта заповнення без збереження балансу (рис. 3.13), мінімізація витрат зі збереженням балансу спожитої електроенергії (рис. 3.16) є найбільш привабливою для споживачів електричної енергії, оскільки вони напряду отримують економічну вигоду від зміни власного режиму споживання електричної енергії.

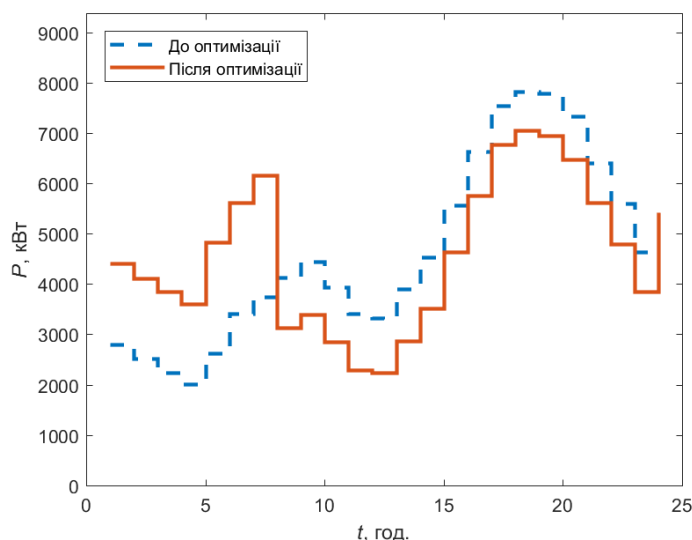


Рис. – 3.16 Мінімізація витрат зі збереженням балансу спожитої електроенергії

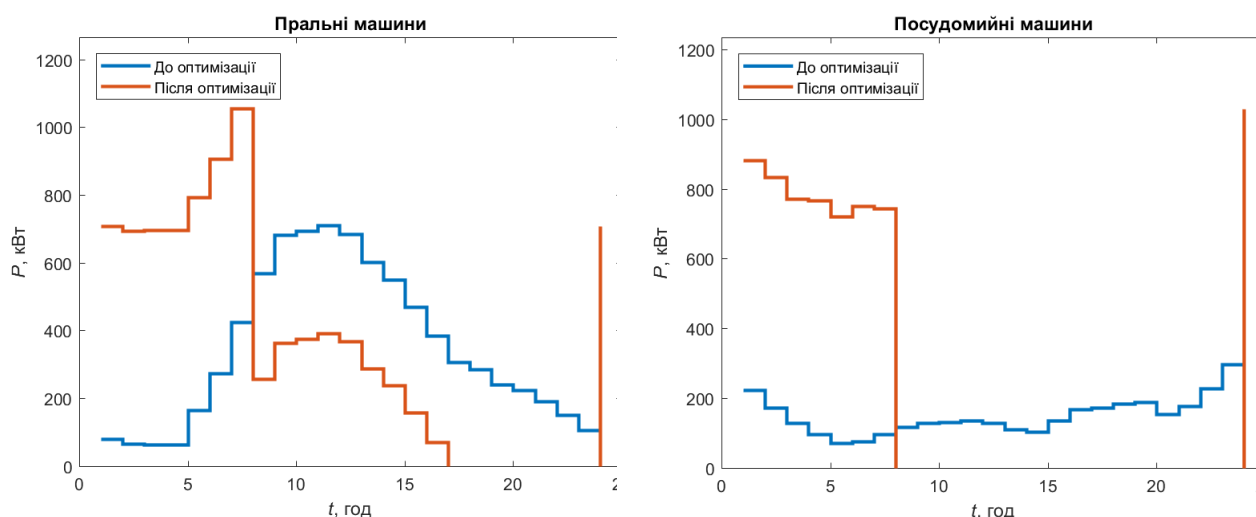


Рис. – 3.17 Мінімізація витрат зі збереженням балансу спожитої електроенергії за встановленим обладнанням

В табл. 3.17 наведені числові значення отриманих ЦФ по витраті коштів та коефіцієнту заповнення графіка до та після оптимізації, також наведена зміна величини їх числових значень.

Таблиця 3.2 – Отримані значення до та після оптимізації

Значення цільової функції	До оптимізації	Після	Зміна показника %
Витрати коштів $C$ , тис. грн	189,6	174,8	7,8
Коефіцієнт заповнення $k_z$	0,587	0,835	29,63

Для оцінки результатів оптимізації, пропонується використати не лише показники  $C$  та  $k_z$ , а також показник зменшення рівню втрат, на основі величини реактивної потужності Фризе  $Q_\Phi$  для миттєвих значень  $Q_\Phi^2 = S^2 - P^2$  [132] поширеної на добовий інтервал часу [110]. При цьому, розрахунок може бути спрощений, у разі умови повністю активного споживання  $\cos\varphi = 1$ , та розрахунку втрати напруги як:

$$\Delta U_{\%} = \frac{P \cdot R - Q \cdot X}{10U_n^2} = \frac{P \cdot R}{10U_n^2}; \quad (3.44)$$

Розрахункове значення показника для інтервалу часу розраховується як:

$$Q_{\Phi,24}^2 = \left( U_0^2 + \sum_{j=1}^n \Delta U_j^2 \delta_j \right) \left( I_0^2 + \sum_{j=1}^n \Delta I_j^2 \delta_j \right) - U_0^2 I_0^2. \quad (3.45)$$

Таблиця 3.3 – Зміна показника потужності Фризе  $Q_\Phi$ , для кожної оптимізаційної моделі

Зміна показника $Q_\Phi$ , у разі оптимізації:	$Q_\Phi$ , кВар до оптимізації	$Q_\Phi$ , після оптимізації	$\Delta Q_\Phi$ (%)
Витрати коштів, $C$	1817,2	1412,9	22,25
Коефіцієнт заповнення, $k_z$	1817,2	980,2	46,1

Оптимізація режимів роботи за обома показниками призвела до зменшення величини реактивної потужності Фризе  $Q_\Phi$  що є характерним відображенням зменшення нерівномірності добового графіка електроспоживання.



## Висновки до розділу

1. Аналіз існуючих варіантів програм DSM дав змогу сформулювати низку оптимізаційних задач з врахуванням особливостей споживачів – коефіцієнтом гнучкості їх попиту  $k_T$ , з точки зору отримання можливих вигод для кожного з наявних рівнів інтеграції, що дало змогу охарактеризувати доцільність застосування тих чи інших варіантів програм DSM

2. Розширено систему показників енергоефективності за критерієм втрат потужності Фризе  $Q_F$  шляхом оцінки впливу факторів нерівномірності споживання електричної енергії та режимів функціонування СЕП за певний інтервал часу. Отримані значення для розрахунку втрат від нерівномірності режимів генерації та споживання електричної енергії використовуються у випадку ретроспективного, перспективного та аналізу в режимі реального часу та зміни  $\cos\phi$ , відхилень напруги, впливу вищих гармонічних складових.

3. Запропоновано методологію оптимізації графіків електроспоживання з використанням декомпозиції потужності  $Q_F$  у разі адресного керування режимом електроспоживання та впровадження програм з керування попитом на електричну енергію, яку реалізовано як відповідне програмно-алгоритмічне забезпечення, зокрема, створено програмний комплекс для детального аналізу режимів роботи ЛСЕП за певний період  $T_{\text{реж}}$ , для коригування режимів генерації, передачі, накопичення та споживання з боку системного оператора розподілу.

4. Розроблено математичну модель оптимізації добового графіка електроспоживання, за критеріями максимізації коефіцієнта заповнення графіка навантаження  $k_3$  та мінімізації витрат коштів  $C$ , яка дала змогу отримати оптимізовані графіки електроспоживання для групи домогосподарств з покращенням  $k_3$  на 29,63% у разі одночасного зменшення показника  $\Delta Q_F$  на 46,1% та мінімізації витрат коштів  $C$  на 7,8%, що становить 14,8 тис. грн./добу для групи з 1000 однотипних домогосподарств.

## РОЗДІЛ 4 ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ПОПИТОМ НА ЕЛЕКТРИЧНУ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

### 4.1 Методологія процесів оптимізації та оцінки ефективності впровадження програм DSM

Методологія оптимізації передбачає на першому етапі отримання необхідних вихідних даних, та застосувавши відповідний варіант розрахунку потужності Фризе  $Q_{\text{ф}}$ , можемо проаналізувати потенціал можливості видозміни добового графіка для зменшення нерівномірності споживання шляхом застосування програм DSM споживання електричної енергії:

1. Систематизація даних збереження, надання та завантаження ключових даних, що необхідні для розрахунків
2. Апроксимація графіків формування графіка для розрахунку та аналізу зображено на (рис. 4.1).
3. Оцінка рівнів неоптимальності безпосередній розрахунок нерівномірності
4. Перевірка порівняння даних реального режиму електроспоживання з оптимальним.
5. Формування сценаріїв – прогнозування можливих режимів роботи використовуючи наявні плани зі споживання та генерації електричної енергії

Доцільним є створення бази даних з інформацією про індивідуальні графіки споживання для окремих районів та великих підприємств, що здійснюють значний вплив на загальний режим роботи локальної системи електропостачання. Типовий добовий графік електроспоживання, відображає середньодобове споживання електроенергії на підприємстві і є характерним для багатьох типових підприємств однієї галузі, різниця таких добових графіків полягає не стільки у формі, скільки в рівні навантаження [99, 128].

Проведений аналіз показав, що у загальному випадку добовий графік має провали, підйоми, мінімуми споживання та піки, що чергуються між собою та характеризують його нерівномірний характер, проте для розрахунку необхідна його апроксимація. Приклад апроксимації наведено на рис. 4.1.

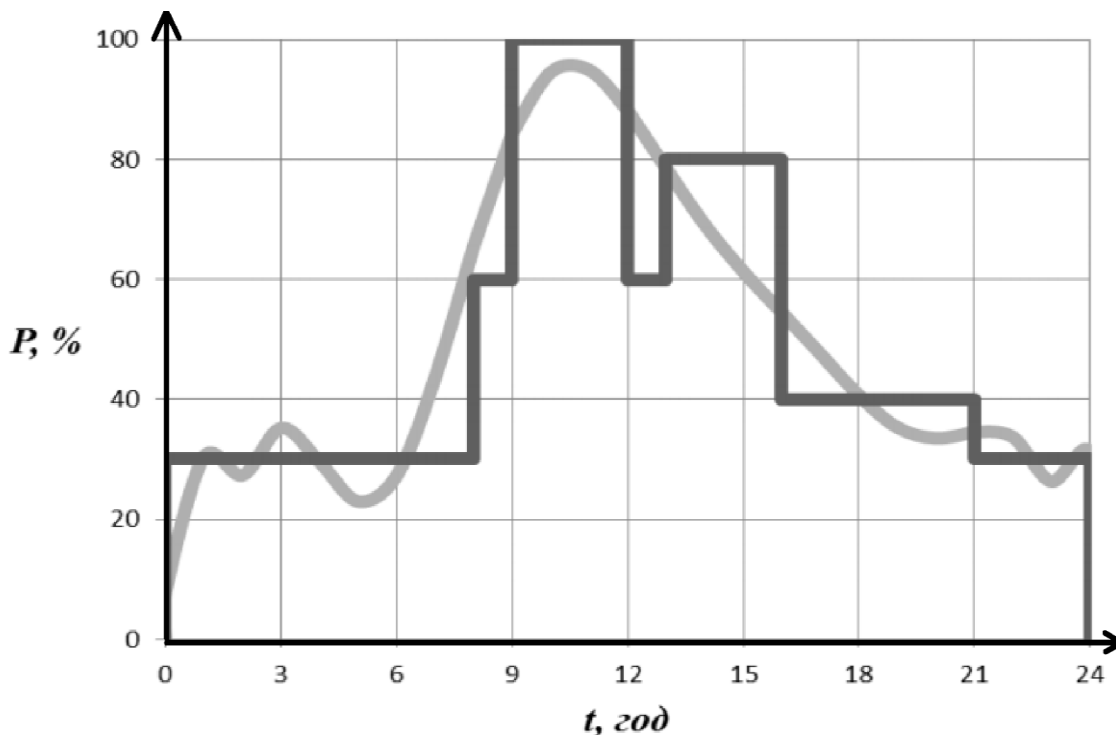


Рис. 4.1 Добовий графік споживання електричної енергії та результат його апроксимації

Важливим етапом розрахунку є встановлення оптимальних значень для напруги  $U_0$  та струму  $I_0$ . У разі відсутності даних, варто використовувати усереднені величини.

У разі розгляду електроенергетичних процесів в СЕП протягом доби, одним із способів є апроксимація добового графіка чотирма складовими, що відображають усереднені рівні напруги та струми у вечірній та ранішній максимуми та нічний і денний мінімум, (рис.4.2).

Розглядаючи випадок для доби наведений на (рис. 4.2), вираз для реактивної потужності Фризе, у разі розбиття на чотири часових інтервали  $\Delta t_i$  та теоретичному припущенні наявності повністю активного споживання ( $\cos\varphi = 1$ ), у разі встановлення оптимального рівню енергоспоживання зі значеннями напруги та струму  $U_0 I_0$ .

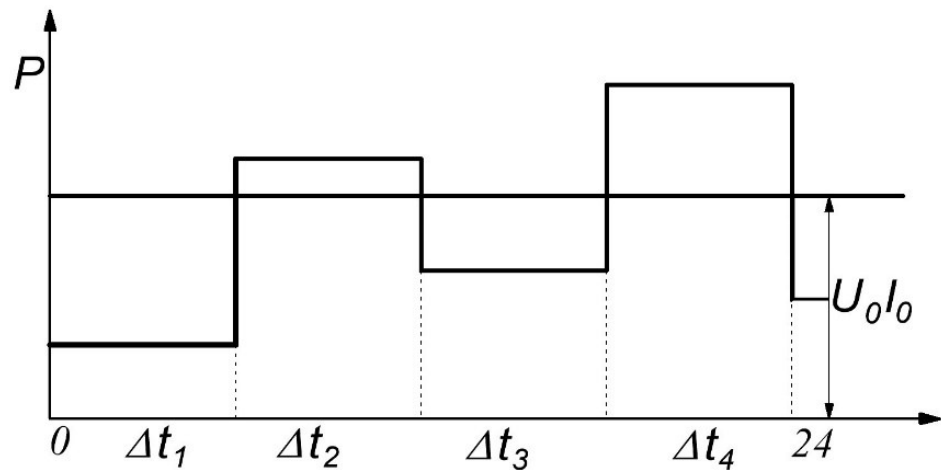


Рис. 4.2 – Апроксимований добовий графік з розрахунковим рівнем оптимальних значень

Запишемо значення діючих значень для напруг та струмів, як відхилення на величину  $\Delta U$  та  $\Delta I$ , відповідно отримаємо наступні рівняння:  $U_i = U_0 + \Delta U$  та  $I_i = I_0 + \Delta I$ ,  $i = 1, \dots, 4$ .  $\Delta t_i / T = \delta_i$ . [115, 128].

$$S^2 = \left[ (U_0 - \Delta U_1)^2 \delta_1 + (U_0 + \Delta U_2)^2 \delta_2 + (U_0 - \Delta U_3)^2 \delta_3 + (U_0 + \Delta U_4)^2 \delta_4 \right] \times$$

$$\left[ (I_0 - \Delta I_1)^2 \delta_1 + (U_0 + \Delta I_2)^2 \delta_2 + (U_0 - \Delta I_3)^2 \delta_3 + (U_0 + \Delta I_4)^2 \delta_4 \right],$$

$$S^2 = \left( U_0^2 + \sum_{j=1}^4 \Delta U_j^2 \delta_j \right) \left( I_0^2 + \sum_{j=1}^4 \Delta I_j^2 \delta_j \right). \quad (4.1)$$

Підставивши значення квадрату повної потужності  $S^2$  в (1) отримаємо:

$$Q_{\Phi,24}^2 = \left( U_0^2 + \sum_{j=1}^4 \Delta U_j^2 \delta_j \right) \left( I_0^2 + \sum_{j=1}^4 \Delta I_j^2 \delta_j \right) - U_0^2 I_0^2,$$

$$Q_{\Phi,24}^2 = U_0^2 \sum_{j=1}^4 \Delta I_j^2 \delta_j + I_0^2 \sum_{j=1}^4 \Delta U_j^2 \delta_j + \left( \sum_{j=1}^4 \Delta I_j^2 \delta_j \right) \left( \sum_{j=1}^4 \Delta U_j^2 \delta_j \right). \quad (4.2)$$

Розглянемо найбільш наближений до реальних умов режим роботи дослідної СЕП. Було проаналізовано три варіанти [98, 115]:

- рівень неоптимальності задається вручну або розраховується на основі середніх значень;
- оцінка загального рівня неоптимальності;
- оцінка неоптимальності на заданому інтервалі.

1. У разі оцінки рівня неоптимальності локальної електроенергетичної системи, що має різні оптимальні значення для напруги та струму на кожному інтервалі, значення для оптимально рівня генерації є змінними, проте мають фіксовані величини.

$$Q_{\Phi,24}^2 = \sum_{j=1}^4 (U_{0,j}^2 \pm \Delta U_j^2) (I_{0,j}^2 \pm \Delta I_j^2) \delta_j^2 - \sum_{j=1}^4 (U_{0,j}^2 I_{0,j}^2 \delta_j^2)^2. \quad (4.3)$$

Варіантом оптимальних значень, може виступати усереднені значення напруги та струму:

$$U_0 = \frac{U_1 \Delta t_1 + U_2 (T - \Delta t_1)}{T} = U_1 \delta_u + U_2 (1 - \delta_u),$$

$$I_0 = \frac{I_1 \Delta t_1 + I_2 (T - \Delta t_1)}{T} = I_1 \delta_u + I_2 (1 - \delta_u).$$

2. За відсутності значення для оптимального режиму, розрахунок проводиться для оцінки загальної неоптимальності споживання.

$$S_{24}^2 = \left( \sum_{j=1}^4 U_j^2 \delta_j \right) \left( \sum_{j=1}^4 I_j^2 \delta_j \right),$$

$$P_{24}^2 = \sum_{j=1}^4 (U_j I_j \delta_j)^2,$$

$$Q_{\Phi,24}^2 = \left( \sum_{j=1}^4 U_j^2 \delta_j \right) \left( \sum_{j=1}^4 I_j^2 \delta_j \right) - \sum_{j=1}^4 (U_j I_j \delta_j)^2. \quad (4.4)$$

3. Для детального аналізу режиму роботи локальної системи електропостачання за певний період  $T_{\text{реж}}$ , варто проводити розрахунок для більшої кількості інтервалів. Наведений вираз для розрахунку потужності Фризе може бути представлений як  $Q_{\Phi, T_{\text{реж}}}^2$  [98, 115]:

$$Q_{\Phi, T_{\text{реж}}}^2 = \left( \sum_{j=1}^n U_j^2 \delta_j \right) \left( \sum_{j=1}^n I_j^2 \delta_j \right) - \sum_{j=1}^n (U_j I_j \delta_j)^2. \quad (4.5)$$

Отримавши необхідні вихідні дані, та провівши розрахунок маємо можливість проаналізувати показники нерівномірності. Алгоритм процесу оптимізації добового графіка споживання показано на рис. 4.3.

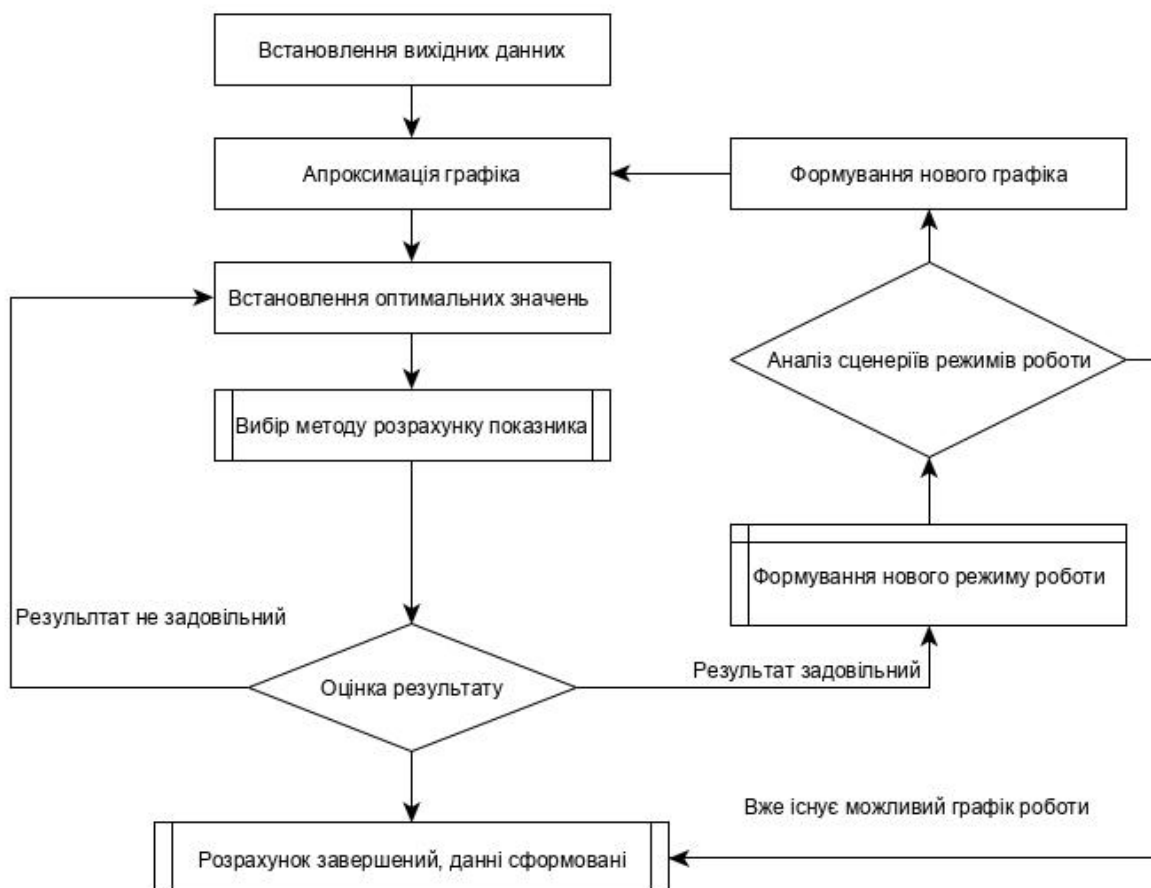


Рис. 4.3 – Алгоритм оцінки рівня не оптимальності

Одним з основних етапів роботи оптимізаційного алгоритму є порівняння сценаріїв режимів роботи. В рамках роботи ЛСЕП графік роботи генеруючого обладнання для досягнення оптимальних значень може бути зкорегований шляхом врахування встановлених джерел РГ, НВДЕ та САЕ.

#### **4.2 Розробка та впровадження програмно-алгоритмічного комплексу «Помічник диспетчера» для проведення оцінки рівнів неоптимальності локальної системи електропостачання**

Автоматизація обліку та аналізу отриманих даних щодо обсягів споживання та показників якості електроенергії та інших видів енергоресурсів – це завдання актуальне для будь-якої СЕС.

Задачі системи обліку електроенергії, такі як АСКОЕ, окрім основної також сприяють вирішенню завдань енергозбереження та підвищення енергоефективності, забезпечують оперативність надання інформації, спрощують її аналіз, обробку і підготовку для здійснення супутніх розрахунків.

Програмно-алгоритмічний комплекс (ПАК) «Помічник диспетчера» призначений для автоматичного аналізу отриманих даних з приладів обліку електричної енергії, зберігання даних і надання користувачеві системи зручного інтерфейсу для аналізу, діагностики та складання звітів про фактичний рівень нерівномірності та ефективності функціонування програм DSM. Крім цього ПАК «Помічник диспетчера» надає можливість для взаємодії з іншим програмним забезпеченням за допомогою обміну файлами з використанням поширених протоколів. Надає програмний інтерфейс для доступу до даних через MS SQL або ODBC з'єднання. Проблема покриття нерівномірності добових графіків електроспоживання як правило вирішується за рахунок [67, 140, 141]: 1) створення в системі електропостачання оптимальної структури генеруючих потужностей; 2) використання перетоків між сусідніми енергосистемами, 3) залучення споживачів до вирівнювання графіка навантаження енергосистеми за рахунок адміністративно-технічних (прямих) та фінансово-економічних (непрямих).

ПАК застосовується для організації систем моніторингу впливу нерівномірності споживання електроенергії на рівень втрат, аналізу ефективності впровадження програм DSM та оптимізації графіків споживачів відповідно до вимог диспетчера.

Основна перевага ПАК «Помічник диспетчера» – це проста інтеграція в існуючу системи обліку електроенергії та існуюче інформаційне середовище підприємства. До складу комплексу також входять утиліти для споживачів.

### **Основні компоненти програмно-алгоритмічного комплексу**

Узагальнена структура алгоритму функціонування програмно-алгоритмічного комплексу «Помічник диспетчера» для зменшення нерівномірності споживання електричної енергії [98, 115]:

Структурно алгоритм складається з таких основних етапів:

1. Збір та коригування даних для розрахунку.
2. Апроксимація даних для розрахунку показників.
3. Розрахунок показників нерівномірності споживання електроенергії.
4. Розробка плану дій.
5. Порівняння результатів.
6. Імплементация та/чи корегування плану та/чи вихідних даних.

До ПАКу «Помічник диспетчера» входять блоки для отримання та створення власних баз даних на основі доступної інформації з приладів обліку та інших мікропроцесорних пристроїв, блок зберігання і керування прогнозними даними, блок оцінки рівня втрат від нерівномірності споживання, блок порівняння сценаріїв, компоненти для доступу до даних утиліт користувачів, а також функції для адміністрування програмного комплексу.

За інформаційним каналом, у режимі реального часу, отримується інформація про порушення нормального режиму всієї або значної частини енергетичної системи, пов'язане з пошкодженням обладнання, тимчасовим неприпустимим погіршенням якості електричної енергії або перервою в електропостачанні споживачів.

Блок «ПД Дані» є частиною ПАК «Помічник диспетчера» і призначений для обробки і перегляду накопиченої інформації в базі даних та дозволяє отримувати накопичену інформацію по об'єктах обліку в табличній і графічній формах, формувати технічні і фінансові звіти, виводити їх на принтер і експортувати в MS Excel і MS Word. З блоку «ПД Данні» диспетчер знімає данні поточного стану системи на інтервалі часу: день, місяць, сезон, рік та дозволяє зкоригувати дані про наявний графік споживання.

Безпосередньо основними складовими ПАК «Помічник диспетчера» є блоки «ПД Апроксимація графіка», «ПД Оцінка рівня неоптимальності», що складається з блоків «ПД Розрахунок» та «ПД Формування сценаріїв».



Блок «ПД Адміністратор» – інструмент ПАК, який призначений для адміністрування ПАК «Помічник Диспетчера», роботи з «ПД Керування» та редагування бази даних «ПД Данні».

Величина отриманого в блоці «ПД Розрахунок» показника реактивної потужності  $Q_{\phi}$  залежить від визначення оптимального рівня споживання. Відштовхуючись від наявних даних про можливості системи генерації, прогнозні величини споживання та потенціал можливостей видозміни режимів споживання у відповідь на впровадження програми DSM з боку споживачів, адміністратор проводить розрахунок відповідно до поставлених вимог.

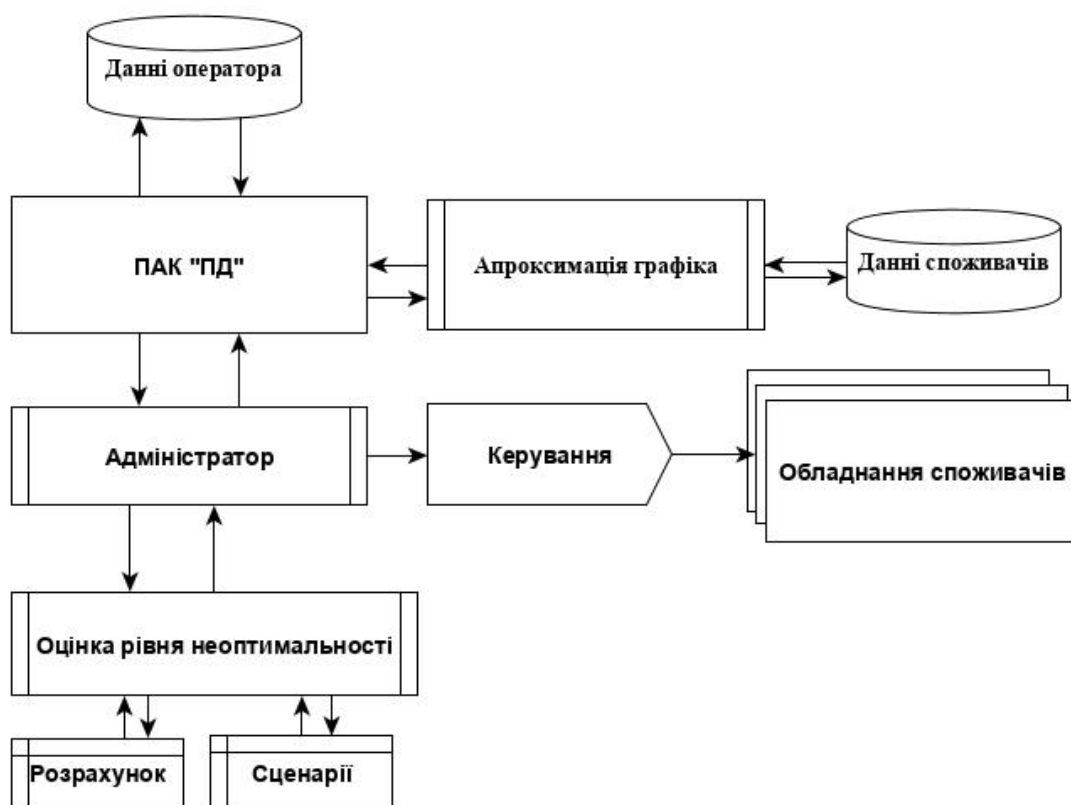


Рис. 4.4 – Структура взаємодії ПАК «Помічник диспетчера» зі складовими блоками

Варіанти ретроспективного та перспективного розрахунку застосовуються для глобального аналізу впливу нерівномірності споживання та методів оптимізації режимів генерації та споживання в ЛСЕП (рис. 4.5).

Змінюючи часовий інтервал дослідження, адміністратор встановлює оптимальні значення для визначення приростів  $\Delta U$ ,  $\Delta I$ , відштовхуючись від

даних системи генерації та інформації про власні джерела РГ та/або системи акумуляції споживачів. Отримавши необхідні розрахункові значення, приймається рішення про необхідність оптимізації режиму роботи ЛСЕП.

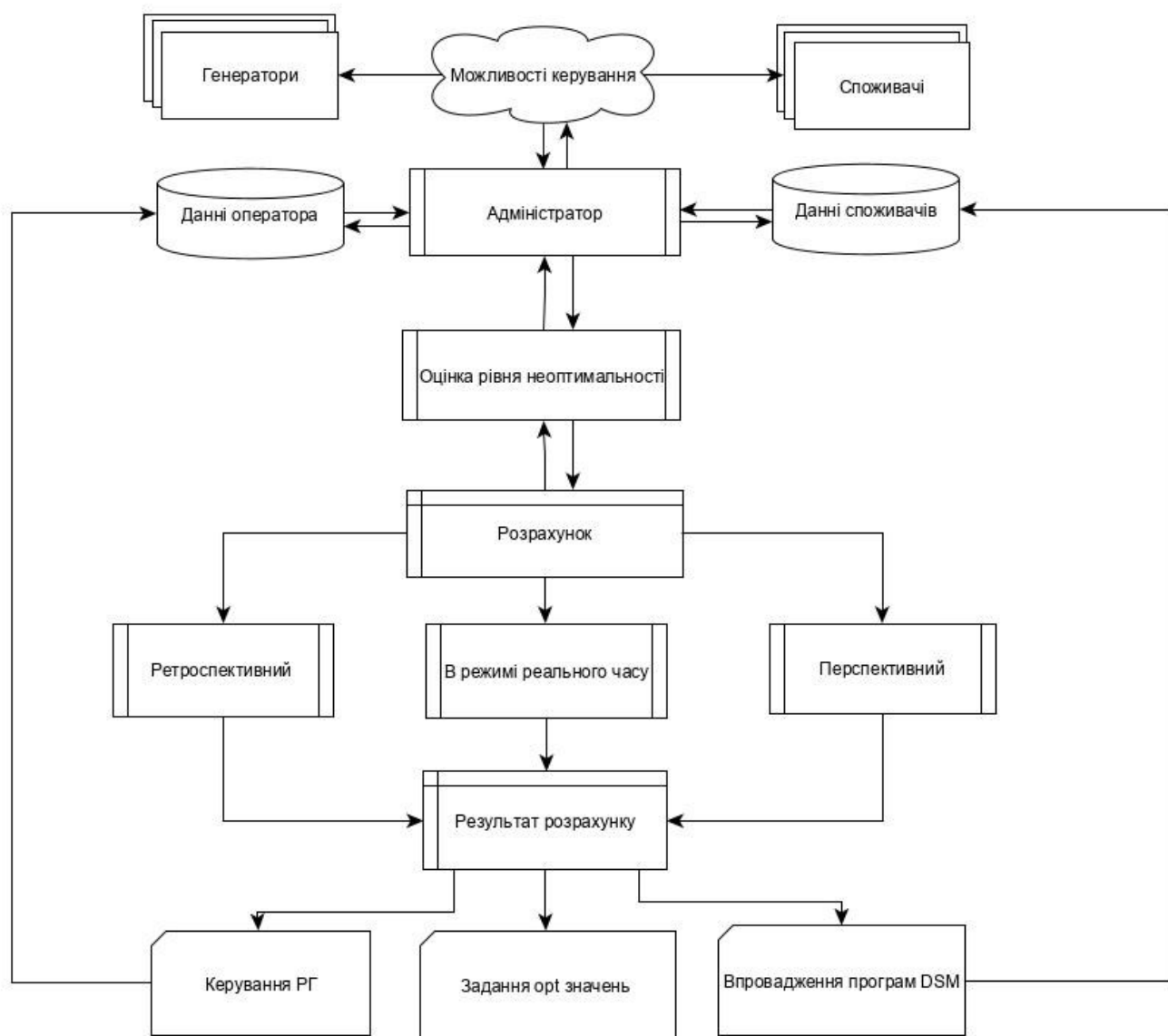


Рис. 4.5 – Оптимізаційний алгоритм ПАК «ПД»

У разі розрахунку в режимі реального часу адміністратору доступна інформація про можливості застосування програм DSM, у тому числі прямого доступу до керування деякими видами обладнання (кондиціонування, опалення тощо.) враховуючи заздалегідь встановлені оптимальні значення на основі інформації про генеруючі потужності СЕП, що дає змогу зменшити рівень втрат електричної енергії та збитки споживачів і генераторів електричної енергії.

У блоці «ПД Дані» реалізований гнучкий редактор ієрархій об'єктів, що дозволяє користувачам створювати власні комбінації об'єктів з врахуванням їх структури і властивостей. В тому числі даний блок містить характеристику споживачів

Блок «ПД Апроксимація графіка» працює виходячи зі встановленого оператором рівню апроксимації та допустимої похибки. Проведений аналіз показав, що у загальному випадку добовий графік має провали, підйоми, мінімуми споживання та піки, що чергуються між собою та характеризують його нерівномірний характер.

Блок «Розрахунок». Важливим етапом розрахунку є встановлення оптимальних значень для напруги  $U_0$  та струму  $I_0$ . За відсутності даних, програмний комплекс автоматично застосовує розрахункові величини виходячи з наявних даних. Структура блока «розрахунок» наведена на рис. 4.6.

Розрахунок можливого режиму роботи з врахуванням внесених коректив дозволяє диспетчеру на великому інтервалі часу проаналізувати стан і скоригувати тарифну та організаційну політику. Порівняння результатів розрахунку реального та можливого режиму роботи для зменшення рівня неоптимальності споживання електричної енергії. Блок розраховує фінансові затрати та можливу економію, проте не враховує затрати на впровадження програм щодо залучення споживачів чи використання нових генеруючих потужностей. Використовується для бенчмаркетингу та у разі визначення коригуючих дій за розробки проектів підключення нових споживачів та генераторів.

Блок «ПД Формування множини сценаріїв» В блоці поводиться порівальний аналіз з існуючими сценаріями режимів роботи як генеруючого обладнання так і споживання електричної енергії та створення множини альтернативних сценаріїв з урахуванням оптимізованих графіків споживання та можливостей залучення АС [142]. Блок формування множини сценаріїв призначений для прийняття рішення про зміну режиму роботи СЕП враховуючи поставлену Диспетчером задачу.

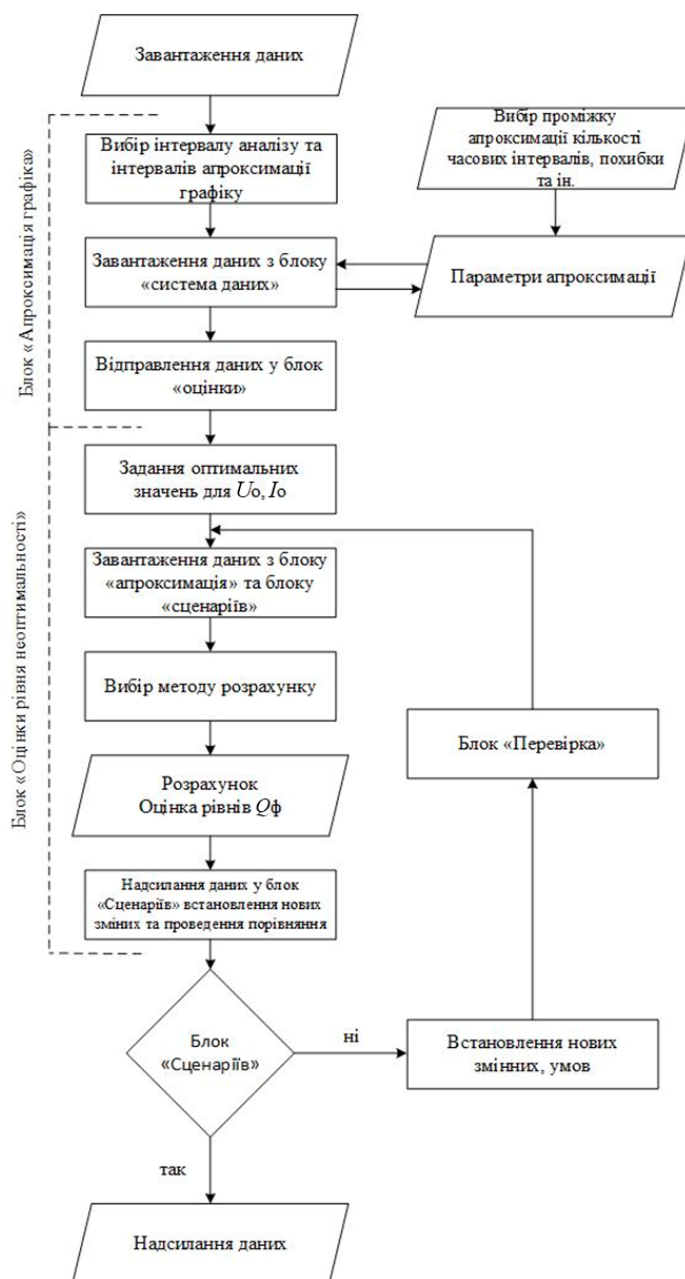


Рис. 4.6. Алгоритм роботи блока «Розрахунок»

Блок «ПД Керування» є частиною розподіленої системи керування попитом, що встановлюється на стороні споживача, побудованої на базі мікропроцесорних лічильників та пов'язаною з клієнтськими утилітами. Джерелом інформації блока «ПД Керування» є бази даних «БД Споживачів» та «БД Оператора», побудованих на основі Microsoft SQL Server. Блок «ПД Керування» потребує підключення до мережі інтернет та може мати прямий доступ до деяких видів встановленого обладнання. Окрім функцій керування, утиліта містить механізм оптимізації власних режимів роботи.

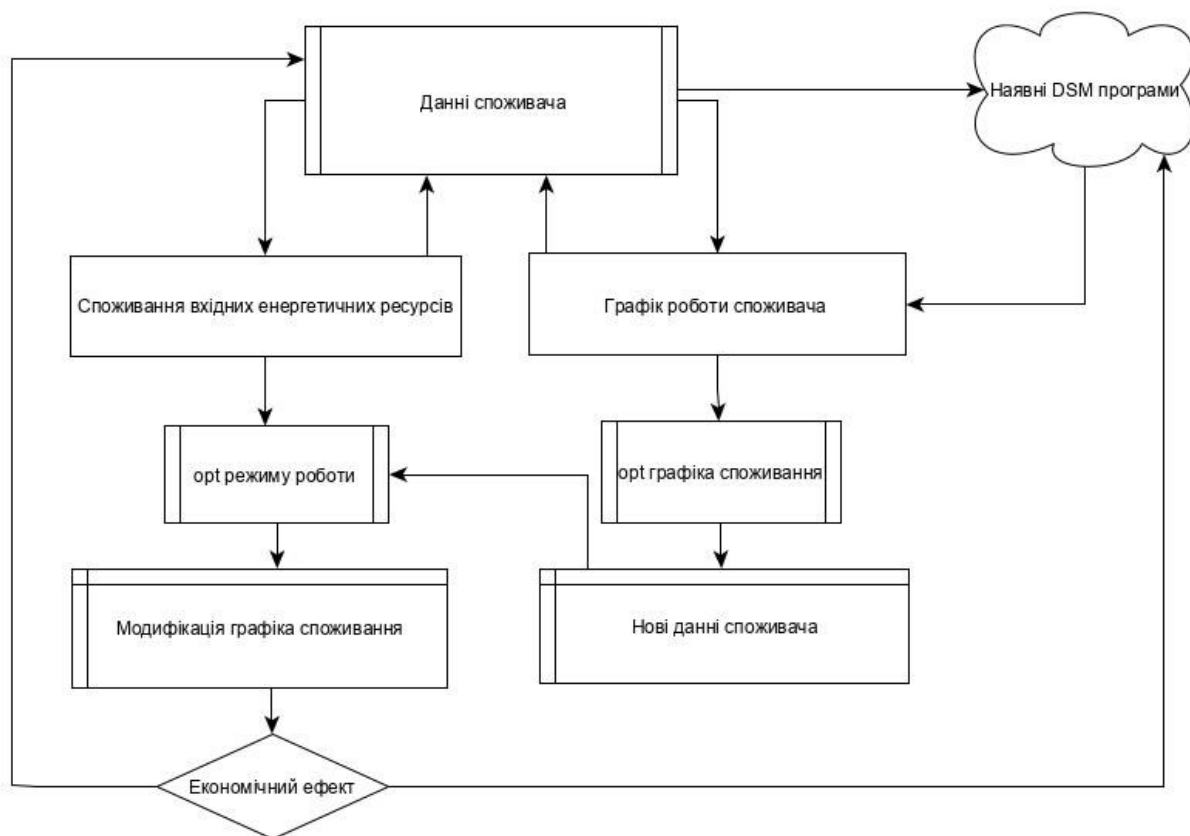


Рис. 4.7 Алгоритм оптимізації графіку споживання та генерації енергетичних ресурсів в ПАК «ПД»

Блок Адміністрування БД ПАК дає змогу поміж іншого створювати і видаляти екземпляри бази даних, формувати і відновлювати резервні копії БД, створювати і редагувати класифікатор бази даних і структуру об'єктів БД. Крім цього за допомогою «ПД Адміністратор» можна здійснювати експорт / імпорт структури об'єктів і даних, адмініструвати показання приладів обліку та на основі аналізу рівнів нерівномірності споживання впроваджувати необхідні програми з керування попитом на електричну енергію. Формування звітів на основі проведеного аналізу одна з основних задач блока.

У блоці реалізовано можливість проведення оптимізації режимів роботи СЕП. Так, оператору доступні три варіанти аналізу: ретроспективний, в режимі реального часу та перспективний. Задаючи необхідний інтервал оцінки з початку доби, оператор в змозі оцінити рівні втрат на основі показника  $Q_{\phi}$  та скоригувати режими роботи на наступні інтервали часу шляхом керування наявними джерелами РГ та сигналами до блока «ПД Керування».

Додатково розширити функціонал ПАК «Помічник диспетчера» можна шляхом інтеграції блока моніторингу порушень режиму функціонування СЕП. По інформаційному каналу, в режимі реального часу отримується інформація про порушення нормального режиму всієї або значної частини енергетичної системи, пов'язане з пошкодженням обладнання, тимчасовим неприпустимим погіршенням якості електричної енергії або перервою в електропостачанні споживачів.

Приклад інтерфейсу програми «ПАК Помічник Диспетчера» наведений у додатку.

#### 4.3 Оптимізація процесів керування попитом на електричну енергію у разі впровадження енергетичного хабу

Основною метою формування та використання енергетичних хабів є мінімізація вартості оплати клієнта за спожиті енергоресурси у відповідь на різноманітні ціни на електроенергію та фіксовані ціни на природний газ протягом доби[67, 143–145]:

$$\sum_{k=0}^{T-1} c(k)P(k) \rightarrow \min. \quad (4.6)$$

Вирішення заданої задачі визначає спосіб енергозабезпечення хабу, заряд/розряд гібридного електромобіля та планування енергоспоживання відповідних приладів на кожну годину.

У загальному випадку зазначена оптимізаційна задача може бути сформульована наступним чином [54].

$$E(k+1) = E(k) + A^{ch}Q^{ch}(k) - A^{dis}Q^{dis}(k) - E_L; \quad (4.7)$$

$$L(k) = \theta P(k) - Q^{ch}(k) + Q^{dis}(k); \quad (4.8)$$

$$P(k)^{\min} \leq P(k) \leq P(k)^{\max}; \quad (4.9)$$

$$0 \leq Q_i^{ch}(k) \leq \delta_i^{ch}(k)Q_i^{\max}(k), i = 1, \dots, M; \quad (4.10)$$

$$0 \leq Q_i^{dis}(k) \leq \delta_i^{dis}(k)Q_i^{\max}(k), i = 1, \dots, M; \quad (4.11)$$

$$\delta_i^{ch}(k) + \delta_i^{dis}(k) \leq 1, i = 1, \dots, M; \quad (4.12)$$

$$E(k)^{\min} \leq E(k) \leq E(k)^{\max}; \quad (4.13)$$

$$E_0 = E_T; \quad (4.14)$$

де  $c$  - вектор рядка, що позначає витрати на придбання енергії для кожного вхідного потоку;

$P$  – вектор-стовпець що представляє вхідні енергетичні потоки (рівні споживання кожного енергоресурсу);

$L$  – вектор-стовпець, що представляє вихідні енергетичні потоки (споживання);

$\Theta$  – матриця перетворення типів енергії (містить 0 у разі неможливості перетворення або значення коефіцієнтів перетворення);

$P^{\min}, P^m$ - вектор-стовпці, що представляють обмеження на мінімальні та максимальні рівні енергетичних потоків, що визначається номінальною потужністю та навантажувальною здатністю елементів;

$Q^{ch}, Q^{dis}$  – вектор-стовпці, що характеризують обмін енергією з пристроями накопичення енергії;

$A^{ch}, A^{dis}$  – діагональні матриці коефіцієнтів корисної дії накопичувачів різних видів енергії;

$E$  – вектор, що відбиває рівень накопиченої енергії в накопичувачах;

$E_L$  – вектор, що містить значення втрат енергії в накопичувачах за одиницю часу;

$E_L$  – вектор що характеризує рівень накопиченої енергії в накопичувачах на певний момент часу;

$Q_i^{\max}$  – ємність накопичувача;

$\delta_i^{ch}, \delta_i^{dis}$  – бінарні змінні для кожного пристрою акумулювання енергії, які використовуються з метою відобразити той факт, що накопичувальний пристрій не може заряджатися та розряджатися одночасно.

Поетапна реалізація рішень, заснованих на результатах вирішення наведеної у розділі 3. задачі оптимізації процесів керування попитом на електричну енергію шляхом оптимізації режимів роботи споживача допоможе, в першу чергу, забезпечити мінімальні витрати на закупівлю енергії від зовнішніх

джерел та підвищити ефективність енергопостачання шляхом раціоналізації споживання енергії, мінімізації втрат енергії, забезпечення високого рівня надійності та якості.

Склад хабу можна представити як система сонячного теплопостачання, когенераційна установка, котельня, система електричного опалення та сонячна електрична станція. Енергетичні потоки: сонячна й електрична енергія, природний газ, паливні пелети. Кожна з установок характеризується своїми коефіцієнтами корисної дії (ефективністю перетворення одного виду енергії в інший). Приклад енергетичного вузла представлено на рис. 4.8 [54, 146, 147]

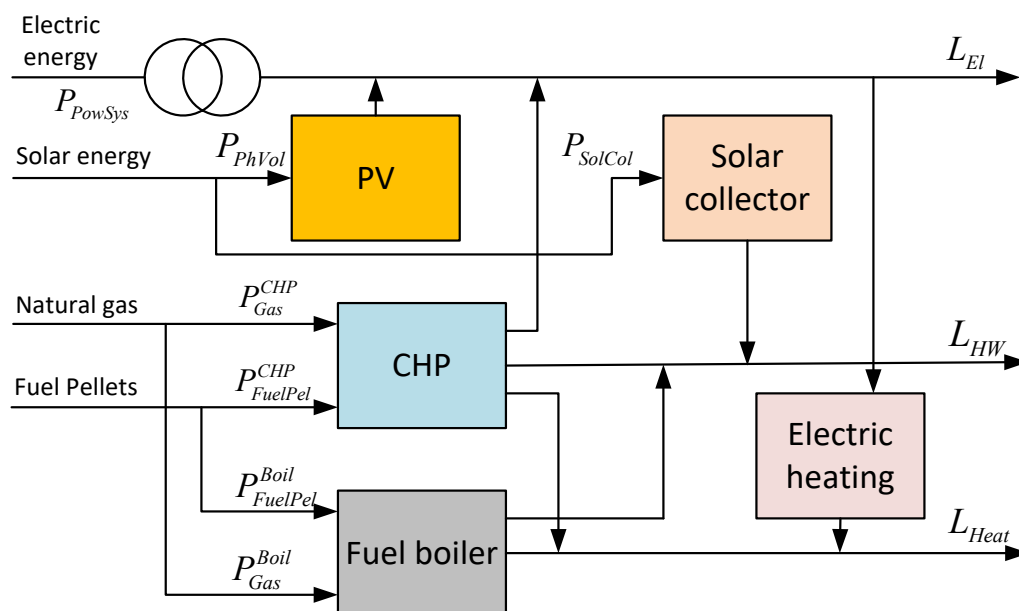


Рис 4.8 – Приклад енергетичного хабу для постачання житлового комплексу

Проаналізуємо можливі джерела надходження енергії в енергетичний хаб, а також споживачі цієї енергії. Електрична енергія може надходити з енергосистеми через понижувальний трансформатор 10/0,4 кВ, а також генеруватися сонячними панелями та когенераційною установкою на газовому та твердому паливі. Теплова енергія для системи опалення може генеруватися котельнею на газовому та твердому паливі й системою електричного опалення. Для потреб гарячого водопостачання енергія генерується сонячними колекторами та когенераційною установкою на газовому та твердому паливі.



Споживачами енергії є побутові споживачі електроенергії, системи опалення та гарячого водопостачання. Акумуляування енергії може відбуватися в електричних акумуляторних батареях. Гаряча вода може накопичуватися в теплоізованих баках [54].

Побудуємо матриці  $\mathbf{P}, \mathbf{L}, \mathbf{\Theta}, \mathbf{Q}^{ch}, \mathbf{Q}^{dis}, \mathbf{A}^{ch}, \mathbf{A}^{dis}$  для вибраного об'єкта, а саме комплексу багатоповерхових житлових будинків. Використовуючи вище наведені міркування отримаємо таку форму матриць [54]:

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} P_{PowSys} \\ P_{PhVol} \\ P_{Gas}^{CHP} \\ P_{Gas}^{Boil} \\ P_{FuelPel}^{CHP} \\ P_{FuelPel}^{Boil} \\ P_{SolCol} \end{bmatrix}; \quad \mathbf{L} = \begin{bmatrix} L_{El} \\ L_{Heat} \\ L_{HW} \end{bmatrix}. \quad (4.15)$$

Електроенергія є вхідним потоком до трансформатора і до електричного опалення  $P_{PowSys}$ . Сонячна енергія є вхідним потоком до фотоелектричної панелі  $P_{PhVol}$  і до сонячного колектора  $P_{SolCol}$ . Природний газ є вхідним потоком до когенераційної системи (тобто газової турбіни)  $P_{Gas}^{CHP}$  і до паливного котла  $P_{Gas}^{Boil}$ . Паливні гранули є входом до когенераційної системи  $P_{FuelPel}^{CHP}$  і до паливного котла  $P_{FuelPel}^{Boil}$ . Споживачами потоків енергії на виході з енергетичного хаба є побутові споживачі електроенергії  $L_{El}$ , гарячого водопостачання  $L_{Heat}$  та системи опалення  $L_{HW}$  [54].

$$\mathbf{\Theta} = \begin{bmatrix} \eta_{Tr} & \eta_{PhVol} & \eta_{CHP.El}^{Gas} & 0 & \eta_{CHP.El}^{FuelPel} & 0 & 0 \\ \eta_{Tr} \eta_{El.Heat} & 0 & \eta_{CHP.Heat}^{Gas} & \eta_{Boil.Heat}^{Gas} & \eta_{CHP.Heat}^{FuelPel} & \eta_{Boil.Heat}^{FuelPel} & 0 \\ 0 & 0 & \eta_{CHP.HW}^{Gas} & \eta_{Boil.HW}^{Gas} & \eta_{CHP.HW}^{FuelPel} & \eta_{Boil.HW}^{FuelPel} & \eta_{SolCol} \end{bmatrix}; \quad (4.16)$$

$$\mathbf{Q}^{ch} = \begin{bmatrix} Q_{El}^{ch} \\ 0 \\ Q_{HW}^{ch} \end{bmatrix}; \quad \mathbf{Q}^{dis} = \begin{bmatrix} Q_{El}^{dis} \\ 0 \\ Q_{HW}^{dis} \end{bmatrix}. \quad (4.17)$$

Акумуляція енергії може відбуватися в електричних акумуляторних батареях  $Q_{El}^{ch}$ . Гаряча вода може накопичуватися в теплоізольованому баках  $Q_{HW}^{ch}$ . Відповідно використовуватись може як акумуляована електрична енергія  $Q_{El}^{dis}$ , так і як накопичена гаряча вода для системи водопостачання  $Q_{HW}^{dis}$ .

Також ми вводимо діагональну матрицю  $\mathbf{A}^{ch}$  для ефективності заряджання кожного пристрою зберігання і діагональну матрицю  $\mathbf{A}^{dis}$  для ефективності розряджання.

$$\mathbf{A}^{ch} = \begin{bmatrix} \eta_{El}^{ch} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \eta_{HW}^{ch} \end{bmatrix}; \quad \mathbf{A}^{dis} = \begin{bmatrix} \frac{1}{\eta_{El}^{ch}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{\eta_{HW}^{ch}} \end{bmatrix}. \quad (4.18)$$

Оптимізація може бути виконана з використанням типових оптимізаційних методів.

Поетапне впровадження рішень, що ґрунтуються на результатах оптимізації, дасть змогу перш за все забезпечити мінімальні витрати коштів на покупку енергоресурсів із зовнішніх джерел, а також підвищити ефективність режиму енергопостачальних систем за рахунок раціоналізації енергоспоживання, мінімізації втрат енергії, забезпечення високого рівня надійності й якості [148, 149]. При цьому максимально враховуються особливості вітчизняних електричних і теплових мереж, суб'єктів енергетики, що забезпечують безконфліктне впровадження рекомендованих рішень та гарантує їх ефективність [150].

Для ефективної роботи алгоритмів оптимального функціонування енергетичного хабу необхідна якомога точніша інформація про рівні

потокорозподілів енергії, можливі рівні генерації джерел енергії та потреби споживачів.

На рисунку 4.9 наведено результати чисельного моделювання роботи енергетичного хабу житлового комплексу для характерних літніх вихідного та робочого днів. Моделювання виконувалось для окремої доби (24 години) із дискретизацією одна година. У разі моделювання були використані відповідні типові графіки споживання електроенергії, тепла та гарячої води. Вирішення оптимізаційної задачі здійснювалося із використанням пакета Optimization Toolbox середовища MATLAB.

Результати моделювання процесу енергопостачання житлового комплексу (максимальне навантаження якого та максимальні значення потужностей установок, які формують енергетичний хаб, наведені в табл. 4.1.) на підставі типових характеристик літнього вихідного дня.

Таблиця 4.1 Вихідні дані енергоустановок які формують енергетичний хаб

Розподільний трансформатор, кВ·А	Фотоелектричні панелі, кВт	Природний газ КГУ, кВт	Паливний котел на природному газі, кВт	КГУ на паливних пелетах, кВт	Паливний котел на пелетах, кВт	Сонячний колектор, кВт
1000	200	1500	3000	1500	3000	200

Моделювання проводилося для двох режимів роботи: з накопиченням енергії та без накопичення. У двох випадках ціна на спожиту електричну енергію змінювалася залежно від тарифних коефіцієнтів у нічний період з 23:00 до 07:00 години у межах  $T_{Kn} = [0,5 \dots 1]$ , з 07:00 до 23:00 години в діапазоні  $T_{Kd} = [1 \dots 1,3]$ .

Навантаження під час роботи енергетичного вузла без зберігання зі зміною профілю споживання електричної енергії внаслідок використання тарифних коефіцієнтів представлено в таблиці 4.2 та на рис. 4.9, 4.10, з накопиченням енергії в табл. 4.3 та на рис. 4.11 і 4.12. Без зміни профілю споживання  $T_{Kn} = 1$  (рис. 4.9) можна використовувати власну потужність СЕС протягом 4 годин.

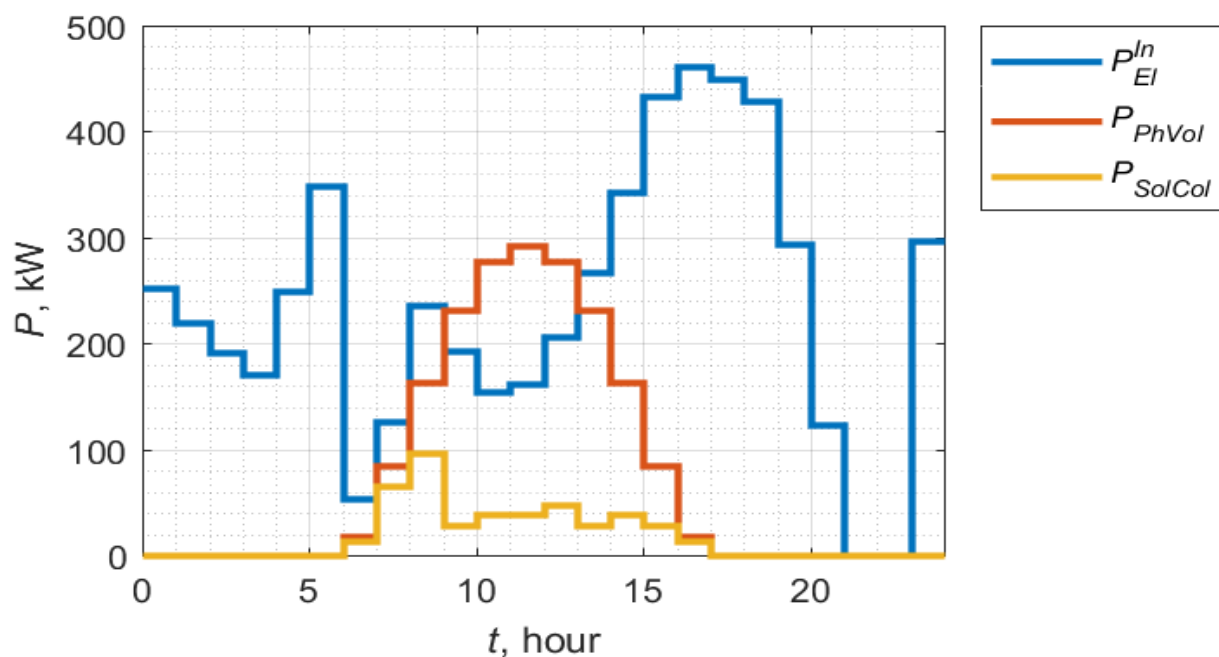
Як результат, зміна профілю споживання електричної енергії під дією  $T_{Kn} = 0,5$  (рис. 4.10) за допомогою СЕС попит на електричну енергію покривається до 6 годин, але взаємодія хабу з мережею триває протягом дня.

Таблиця 4.2 – Результат оптимізації споживання без накопичення енергії

Витрати	Тарифний коефіцієнт	Дохід від продажу	Прибуток
18372	1,00	18687	315
18341	0,90	19072	731
18094	0,70	19560	1467
17602	0,50	19212	1611

Таблиця 4.3 – Результат оптимізації з накопиченням енергії

Витрати	Тарифний коефіцієнт	Дохід від продажу	Прибуток
16259	1,00	18687	2428
16236	0,90	19072	2836
16054	0,70	19560	3507
15694	0,50	19212	3518

Рис. 4.9 – Енергетичні потоки у разі  $T_{Kn} = 1$  без накопичення

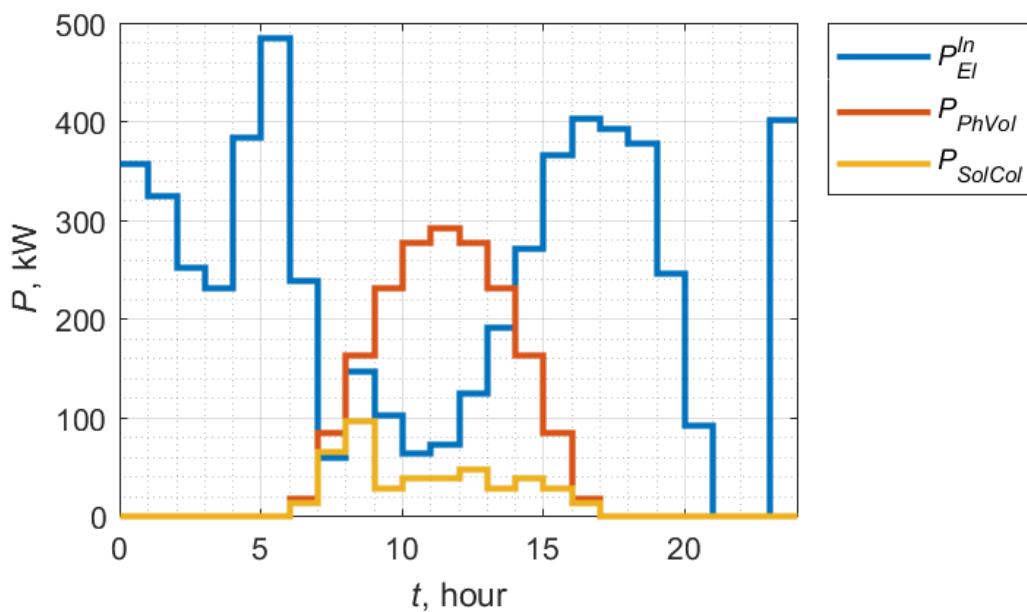


Рис. 4.10 – Енергетичні потоки у разі  $T_{Kn}=0,5$  без накопичення

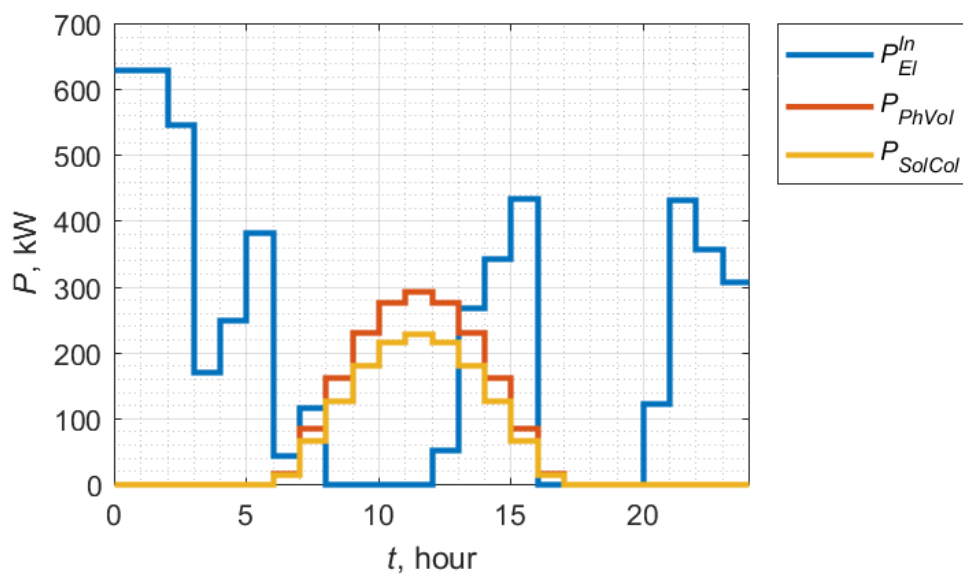


Рис. 4.11 – Енергетичні потоки у разі  $T_{Kn}=1$  з накопиченням

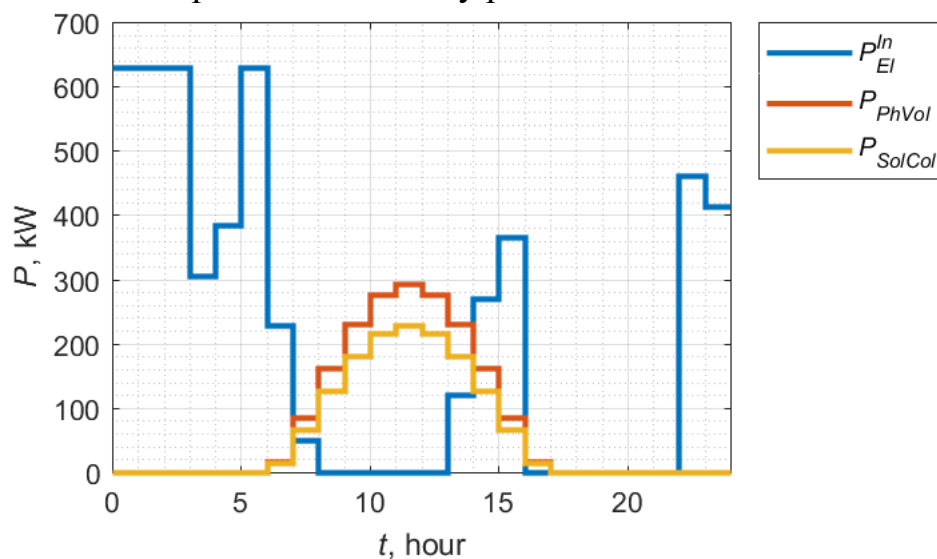


Рис. 4.12 – Енергетичні потоки у разі  $T_{Kn}=0,5$  з накопиченням

Використовуючи можливості накопичення та змінюючи профіль споживання, можна відмовитися від купівлі електроенергії з мережі та покрити попит власними джерелами. Також витрати на придбання енергії для підтримання енергосистеми у разі  $T_{Kn} = 0,5$  та використання приладів акумулювання енергії зменшуються на 10–12% в умовах даного моделювання. Функціонування енергетичного хабу, як і інших постачальників енергоресурсів, вимагає використання засобів DSM. Модель імітує роботу енергетичного хабу у разі одночасної зміни тарифу споживачів на електроенергію, що дозволяє їм покривати попит власними джерелами та знижувати витрати на придбання енергії з мережі. В майбутньому для гнучкої роботи енергетичних хабів повинні використовуватись математичні моделі зміни попитом на електричну енергію.

Графіки споживання електроенергії, тепла та гарячої води житловим комплексом, показані на рис. 4.13 – 4.11 [54]

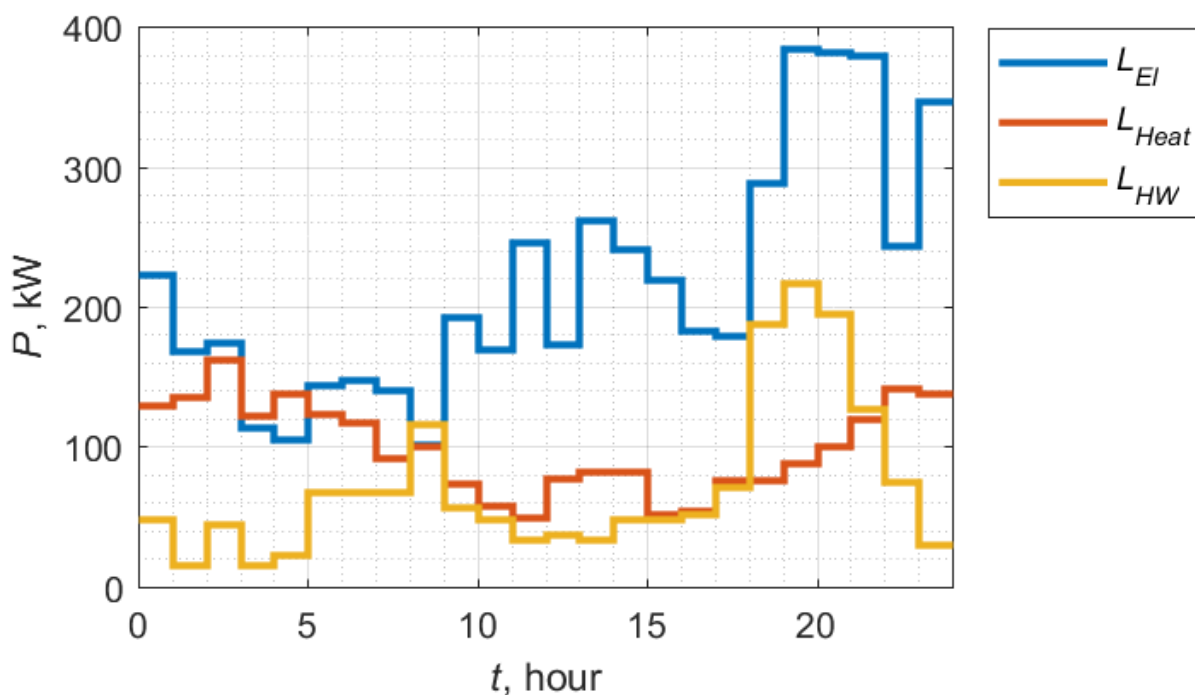


Рис. 4.13 – Навантаження на виході енергетичного хабу.

Заряд і розряд накопичувачів енергії представлені на рисунку 4.14

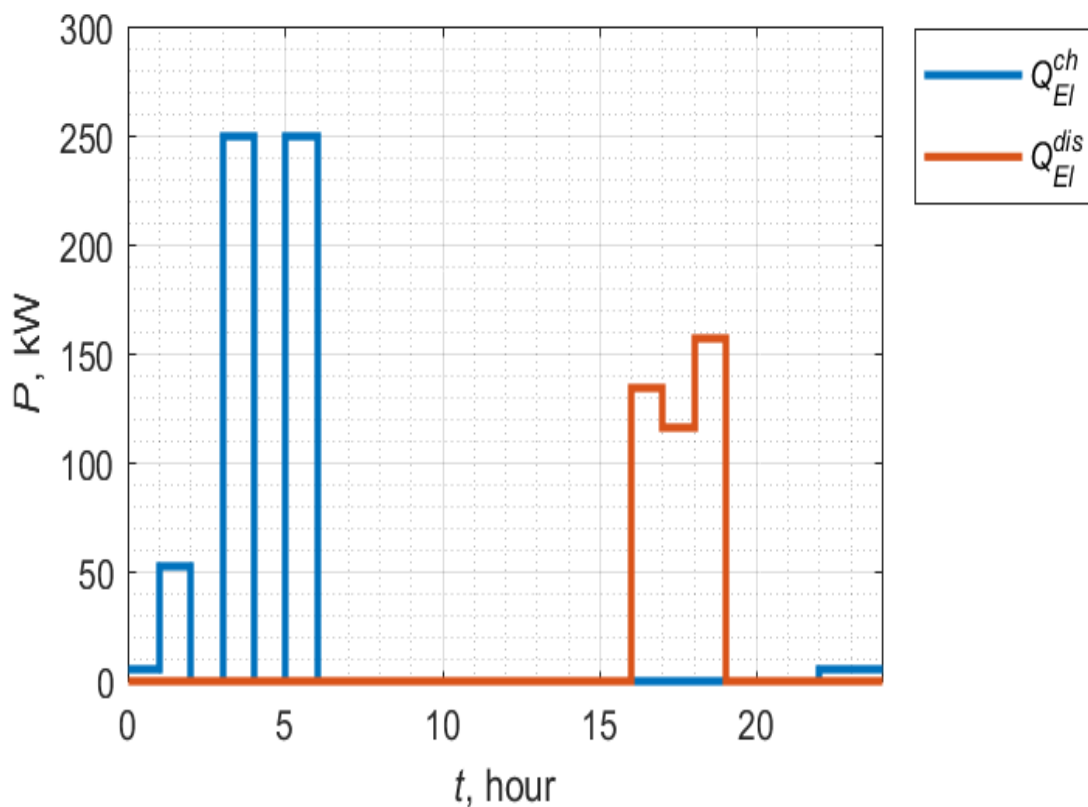


Рис. 4.14 – Криві заряду і розряду акумуляторів електроенергії

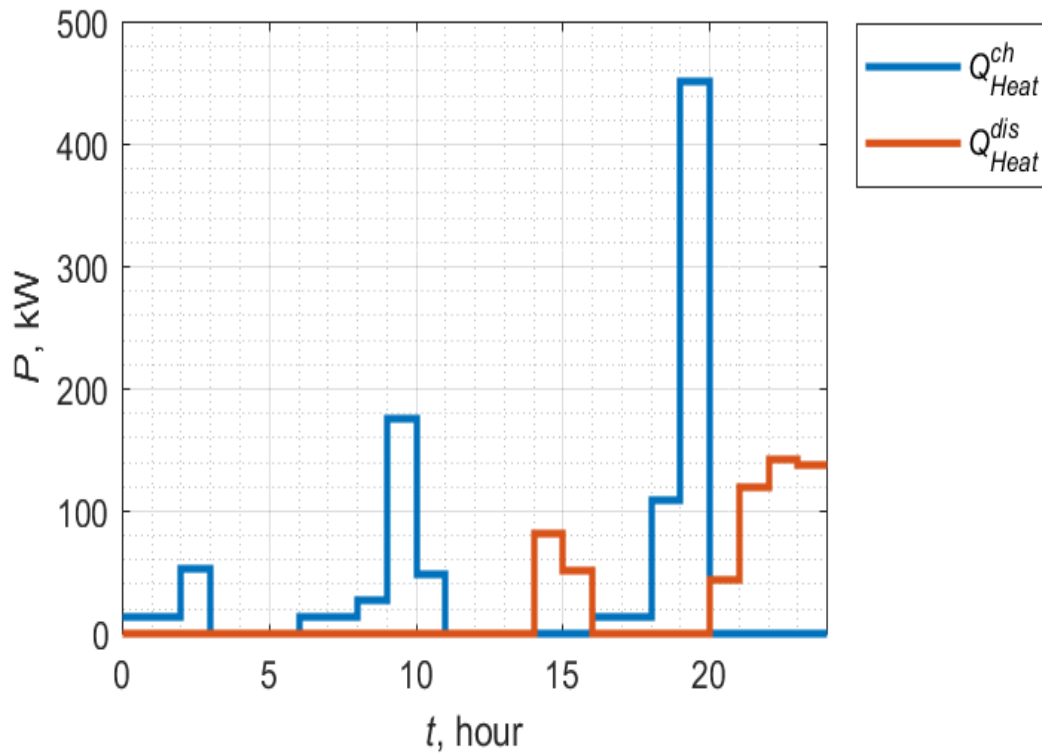


Рис. 4.15 – Криві заряду і розряду накопичувачів тепла

У другій половині дня, коли сонячна радіація знаходиться на своєму найвищому рівні, фотоелектричні панелі, головним чином, відповідають за

задоволення попитом на електричну енергію.

Накопичення енергії в накопичувачах представлено на рисунку 4.10

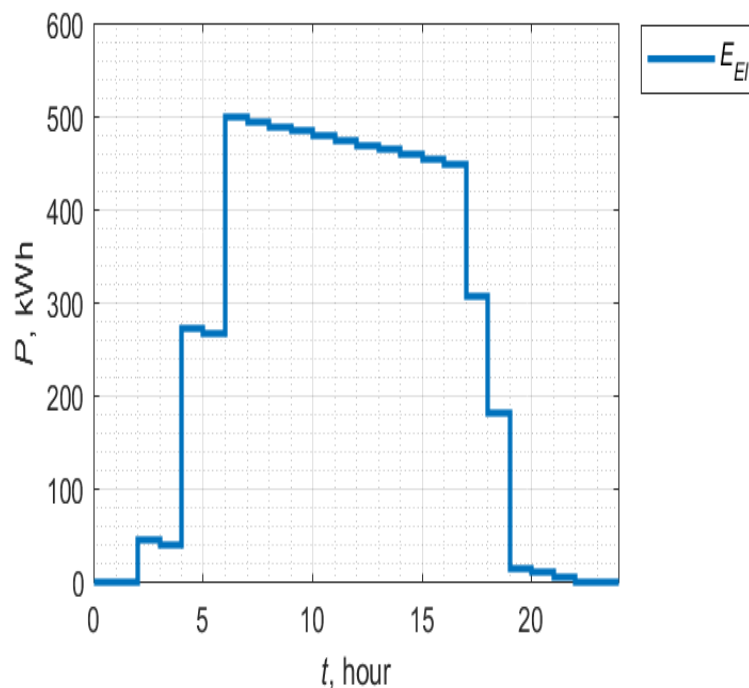


Рис. 4.16 – електроенергія, що зберігається в акумуляторах

Графіки показують, що наявність накопичувачів тепла та електроенергії дозволить краще використовувати наявні енергетичні ресурси. Зокрема графіки накопичення енергії в акумуляторах, показані на рис. 4.8, демонструють, що протягом годин мінімального попиту на електроенергію, коли ціна на електроенергію мінімальна, відбувається її накопичення, а в години піку, споживається електроенергія з акумулятора. Крім цього під час пікових навантажень його частка переноситься на пізню ніч, коли найнижчі ринкові ціни [93].

#### 4.4 Впровадження результатів оптимізації електроспоживання з використанням методів керування попитом на електричну енергію

Виконані дослідження застосовуються для вирішення задач створення та розвитку сучасних механізмів оптимізації електроспоживання з використанням методів DSM із комплексною оцінкою рівномірності споживання в Національній комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг НКРЕКП.



Результати впроваджених досліджень передбачають врахування особливості СЕП: її структури та стану наявної інфраструктури, потенціалу залучення споживачів до участі у програмах з керування попитом на електричну енергію, рівні наявних економічних і соціальних ризиків.

Складові результатів, що впроваджено:

- метод оцінки можливості видозміни добового графіка споживання електричної енергії окремими групами споживачів, що дає змогу виділити особливості режимів споживання електроенергії для їх подальшої оптимізації; розрахункові моделі оптимізації добових графіків споживання електроенергії окремими групами споживачів, які враховують значення коефіцієнтів відключення обладнання та режими його функціонування;
- спосіб оптимізації режимів електроспоживання, що враховує можливості зміни графіку споживання електричної енергії у разі впливу різних факторів спотворення якості електричної енергії та застосуванні механізмів керування попитом з врахуванням складових реактивної потужності Фризе;
- Запропоновано використання програмно-алгоритмічного комплексу «Помічник диспетчера» (новизна/оригінальність захищена свідоцтвом про реєстрацію авторського права на твір № 77262 від 03.03.2018), використання якого дозволяє оцінити рівні неоптимальності режимів електропостачання.

Визначено, що практичне застосування розроблених методів та програмно-алгоритмічного забезпечення доцільно застосовувати на рівні регіональних/систем енергозабезпечення є доцільним та дозволяє приймати обґрунтовані рішення для забезпечення оптимального керування режимами енергопостачання з метою досягнення максимальної ефективності їх функціонування. (Акт впровадження від 30 травня 2018 р.).

При виконанні робіт з технічним департаментом ПрАТ «ДТЕК Київські Електромережі» запропоновано принципово новий методологічний підхід, що дозволяє оптимальним чином використовувати всю наявну інформацію відносно способу оцінки рівнів нерівномірності споживання електричної енергії, дозволяє проаналізувати поточний стан та скоригувати дії зі зменшення рівню

нерівномірності споживання електричної енергії шляхом впровадження додаткових програм з керування режимами роботи та попитом споживачів електричної енергії. Передано програмно-алгоритмічний комплекс, який спрощує роботу диспетчера з точки зору розрахунків рівнів нерівномірності споживання електричної енергії, аналізу рівнів впливу окремих споживачів та їх груп на нерівномірність споживання та створення чи корегування існуючих планів щодо зменшення нерівномірності шляхом впровадження супутніх програм з керування нерівномірності споживання.

ПрАТ «Київські електромережі» планує практичне застосування розробленої методики та програмно-алгоритмічного забезпечення оскільки вони дають змогу приймати обґрунтовані рішення для забезпечення оптимального керування режимами систем енергопостачання метою досягнення максимальної ефективності їх функціонування (акт впровадження від 16.04.2018 р.).

В результаті роботи з Центром приєднань Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, отримані результати, що можуть застосовуватися для вирішення задач створення та розвитку сучасних механізмів керування системами електропостачання з використанням методів керування попитом на електричну енергію із комплексним застосуванням засобів РГ, що передбачає врахування структури та стану наявної інфраструктури, потенціалу залучення споживачів до участі у програмах з керування попитом на електричну енергію, економічних і соціальних ризиків.

В рамках виконаних робіт запропоновано:

- розрахункову модель оптимізації добового графіку споживання електроенергії яка враховує значення коефіцієнтів відключення обладнання та режими його функціонування
- спосіб оптимізації режиму електроспоживання, шляхом зменшення нерівномірності, що враховує складові втрат на основі показника потужності  $Q_{\Phi}$ .

– новий механізм застосування принципу керування попитом на електричну енергію у разі керування розподільною генерацією з врахуванням рівнів неоптимальності режимів електропостачання.

– розрахункові результати оптимізованих форм кривих графіка споживання електричної енергії групами споживачів з подальшим формуванням «квазіоптимальних» графіків споживання електричної енергії (акт впровадження від 25.05.2018 р.).

Згідно з договором про співпрацю між ІЕЕ КПІ ім. Ігоря Сікорського та ТОВ «Принт Маркет» № 12/01 від 12.01.2017 проведені дослідження, що застосовуються у виробничій діяльності для вирішення задач підвищення енергоефективності та оптимізації електроспоживання підприємства ТОВ «Принт Маркет» з використанням методів керування попитом на електричну енергію із комплексною оцінкою рівномірності споживання, що передбачає врахування структури та стану наявної інфраструктури, потенціалу залучення споживачів до участі у програмах з керування попитом на електричну енергію, економічних і соціальних ризиків.

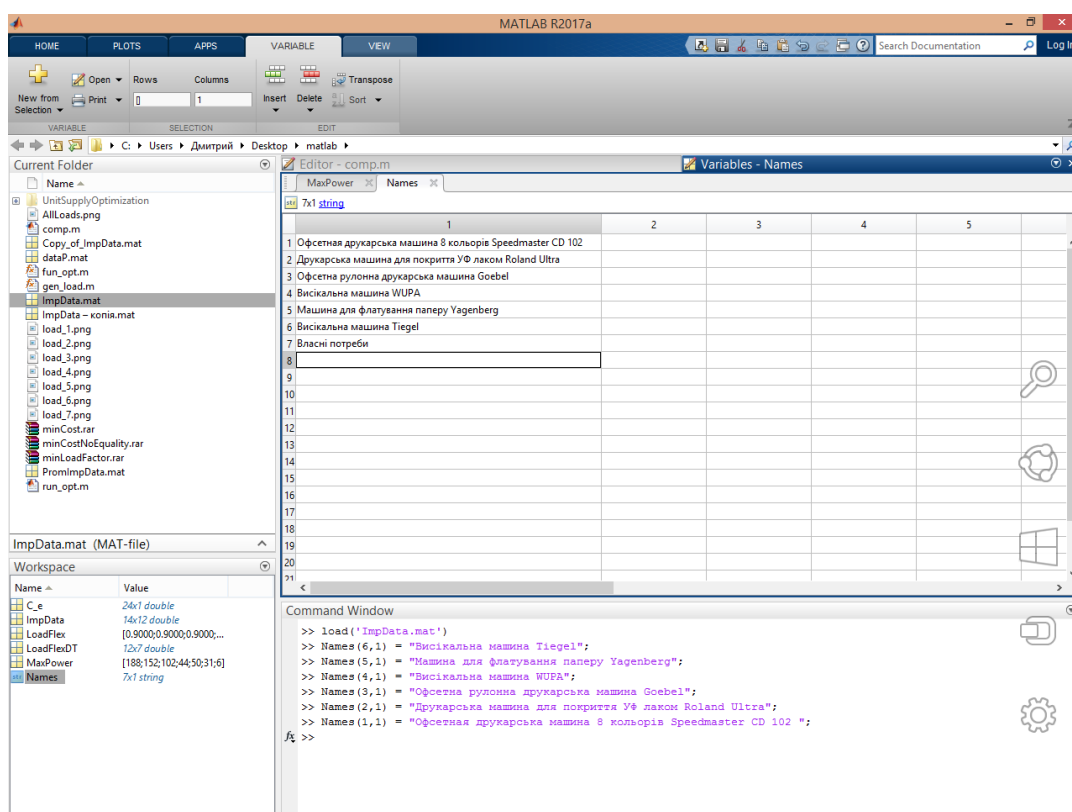


Рисунок 4.17 – Задання вихідних даних встановленого обладнання

Працює за стандартним графіком за однозонним тарифом. Вхідними даними будуть слугувати існуюче обладнання рис. 4.17, його потужність, гнучкість та тариф на електричну енергію. Після вводу всіх необхідних даних, програма за побудованим алгоритмом, виконує процедуру оптимізації графіка споживання за програмою зменшення витрат або за програмою підвищення коефіцієнту заповнення. Вихідним результатом має стати оптимізований сумарний графік навантаження рис. 4.19, отримана економія, коефіцієнт заповнення та показник реактивної потужності Фризе для окремих одиниць обладнання, що представлені на рисунку 4.18.

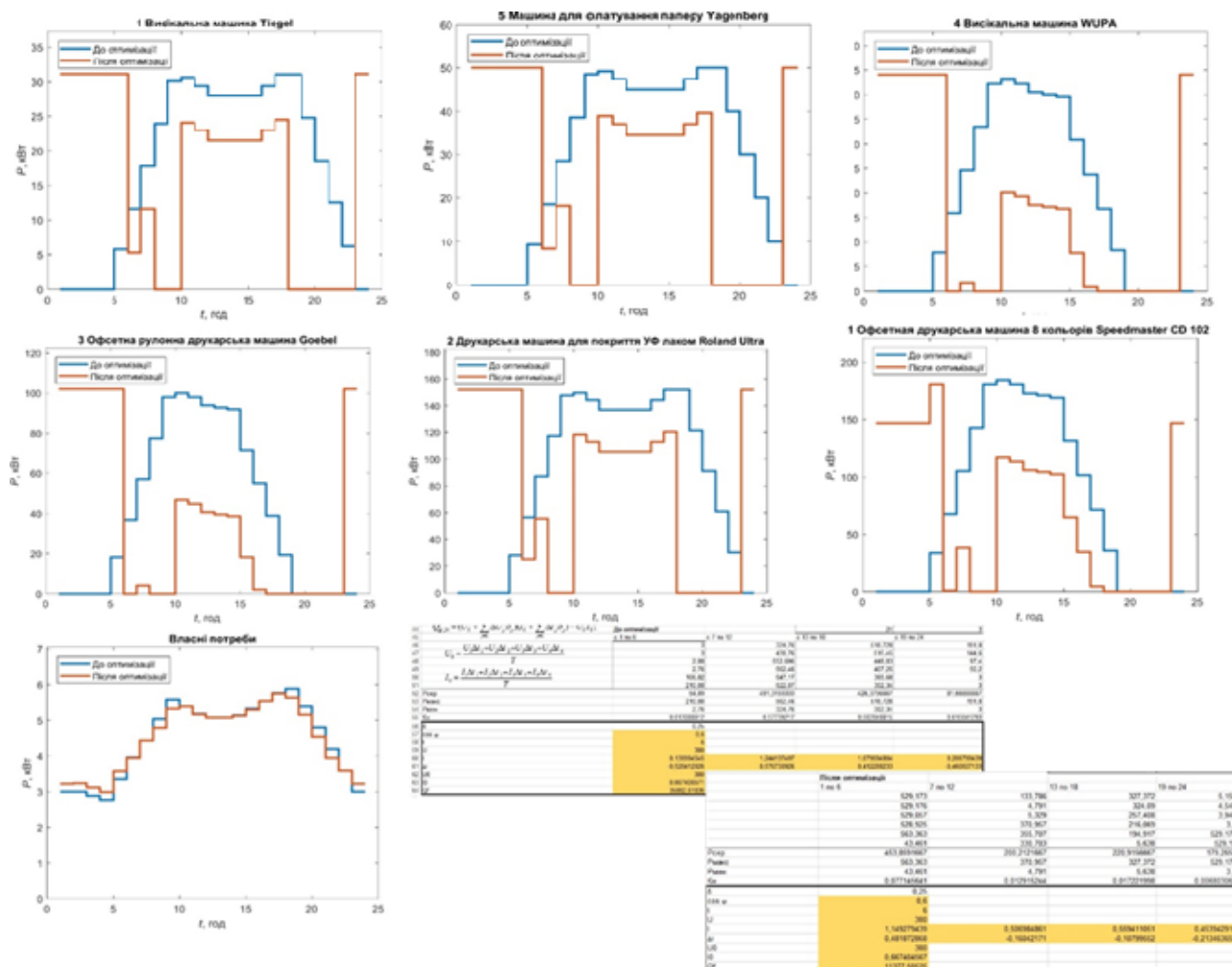


Рисунок 4.18 Оптимізовані графіки для виробничого обладнання

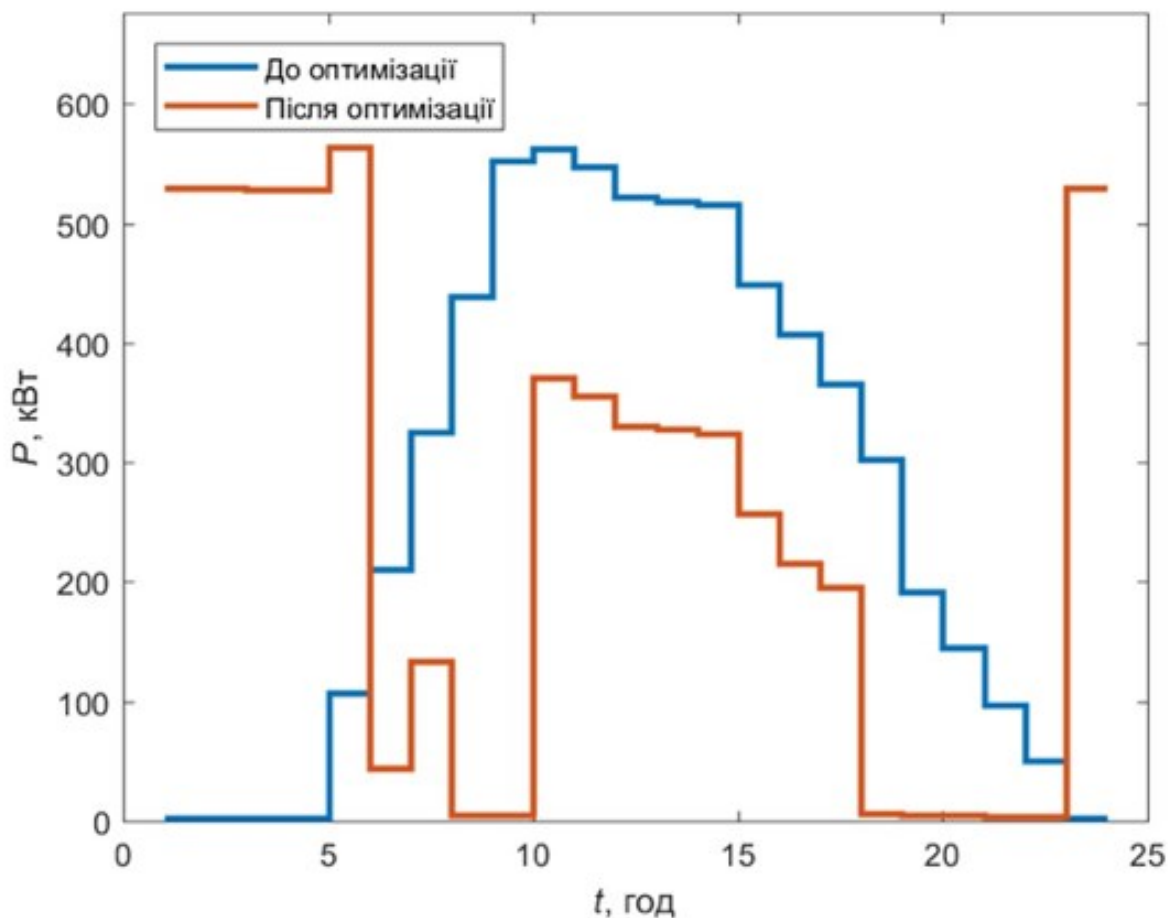


Рисунок 4.19 – Результат оптимізації добового графіку електроспоживання

Дані графіки дозволили провести аналіз, та змінити режим роботи підприємства ТОВ «Принт Маркет» додавши третю (нічну) зміну як економічно обґрунтовану.

У разі оптимізації процесу виробництва на прикладі поліграфічного підприємства за допомогою програми «Помічник диспетчера» ми отримуємо за умови тризонного тарифу економію електричної енергії у розмірі 8501,57 грн/день (до оптимізації – 15946,7 грн/день, після оптимізації 7445,13 грн/день), такої економії достатньо для того, щоб підвищити зарплату працівникам за рахунок нічної зміни. Показник реактивної потужності Фризе змінився з 35882,62 кВАр до 11377,51 кВАр, що підтверджує позитивні зміни. Такий варіант роботи дає змогу участі у вирівнюванні графіка навантаження ОЕС

України та може призвести до ще більших економічних переваг, у разі врахування інтересів енергетичних компаній.

В рамках виконаних робіт на ТОВ «Принт Маркет» впроваджено у виробничу діяльність:

- метод оцінки можливості видозміни добового графіка споживання електричної енергії групами споживачів, котрий дає змогу виділити особливості режимів споживання електроенергії для їх подальшої оптимізації.

- розрахункові моделі оптимізації добового графіку споживання електроенергії які враховують значення коефіцієнтів гнучкості обладнання та режими його функціонування різними групами споживачів.

- розрахункові результати оптимізованих форм кривих графіка електричного навантаження для окремих одиниць обладнання.

Таким чином, ТОВ «Принт Маркет» практично застосовує розроблені оптимізовані графіки роботи обладнання, тому, що вони є економічно обґрунтованими, технологічно досяжними, та технічно простими рішеннями для забезпечення підвищення енергетичної ефективності режимів енергоспоживання з метою досягнення максимальної економічності їх функціонування (акт впровадження 12.05.2017 р.).

## Висновки до розділу

1. Представлений результат практичного застосування підтверджує високу ефективність алгоритму та програмно-алгоритмічного комплексу з точки зору зменшення втрат в мережах шляхом зменшення рівню нерівномірності добового графіка електроспоживання, та безпосередніх витрат споживача пов'язаних з оплатою спожитої електричної енергії у разі зміни режимів споживання встановленого обладнання на основі тарифів диференційованих за часом споживання.

2. Запропоновано методологію оптимізації графіків електроспоживання з використанням декомпозиції потужності  $Q_{\Phi}$  у разі адресного керування режимом електроспоживання та впровадженні програм з керування попитом на електричну енергію яку реалізовано в якості відповідного програмно-алгоритмічного забезпечення, зокрема, створено програмний комплекс для детального аналізу режимів роботи ЛСЕП за певний період  $T_{\text{реж}}$ , для коригування режимів генерації, передачі, накопичення та споживання з боку ОСР.

3. Вдосконалено метод оптимізації добового графіка електроспоживання на прикладі житлового комплексу з можливістю акумуляції енергії, зокрема сформовано оптимізаційну задачу, для мінімізації витрат на оплату енергетичних ресурсів з врахуванням обмежень та можливостей адресного впливу і взаємного обміну згенерованою та накопиченою електричною енергією у разі керування режимами акумулювання. Оптимізація процесів енергоспоживання СЕП житлового комплексу у програмі MatLab, показує, що за оптимізації режимів генерації, споживання та накопичення в умовах тарифного коефіцієнта  $T_{Kn} = 0,5$  дозволяє збільшити прибуток від 1611 грн/добу до 3518 грн/добу, у разі  $T_{Kn} = 1$  від 315 грн/добу до 2428 грн/добу (в 2,2 та 7,7 раз відповідно).

4. Достовірність результатів ПАК «Помічник диспетчера» показано на прикладі оптимізації графіку роботи поліграфічного підприємства ТОВ «Принт Маркет» (м. Рівне), що дозволило отримати економію електричної енергії у розмірі 8501,57 грн/день (до оптимізації – 15946,7 грн/день, після оптимізації 7445,13 грн/день) та зміні показнику  $Q_{\Phi}$  з 35882,62 кВАр до 11377,51 кВАр за умови переходу до тризонного тарифу, що підтверджує ефективність впровадження програм DSM.



## ВИСНОВКИ

Дисертаційна робота містить нові науково обґрунтовані результати застосування та подальшого розвитку методів і засобів оцінювання ефективності керування попитом на електричну енергію в СЕП з АС. У процесі виконання роботи отримано такі науково-практичні результати:

1. Проведено детальний аналіз особливостей функціонування СЕП з АС, на основі якого зроблено висновок про необхідність створення механізмів оцінки впливу нерівномірності добового графіка споживання електричної енергії для аналізу ефективності впровадження DSM окремими енергетичними компаніями та ОСР в умовах лібералізації ринку електричної енергії. Оцінено основні відмінності між існуючими СЕП та на базі концепції Smart Grid, характеристики ОСР та ОМСР, механізми оцінки нерівномірності добового графіка електроспоживання, механізми впливу та ефекти від впровадження програм DSM, що дало змогу як критерій оптимізації витрат вибрати мінімізацію реактивної потужності Фризе  $Q_{\text{Ф}}$ .

2. Запропоновано метод оцінки впливу нерівномірності споживання електричної енергії на рівень втрат у СЕП, в якому на відміну від існуючих використано модифіковані показники декомпозиції потужності Фризе  $Q_{\text{Ф}}$  та поширені визначення потужності Фризе на довільний інтервал часу, який враховує вплив інтервалів та рівнів нерівномірного споживання електричної енергії на рівень втрат, а також  $k_{\Delta opt}$ , що характеризує ефективність регулювання та визначає рівень неоптимальності передачі енергії з точки зору усунення її втрат.

3. Розширено систему показників енергоефективності за критерієм втрат потужності Фризе  $Q_{\text{Ф}}$  шляхом оцінки впливу факторів нерівномірності споживання електричної енергії та режимів функціонування СЕП за певний інтервал часу. Отримано значення для розрахунку втрат від нерівномірності режимів генерації та споживання електричної енергії використовуються у

випадку ретроспективного, перспективного та аналізу в режимі реального часу та зміни  $\cos\phi$ , відхилень напруги, впливу вищих гармонічних складових.

4. Запропоновано методологію оптимізації графіків електроспоживання з використанням декомпозиції потужності  $Q_\phi$  у разі адресного керування режимом електроспоживання та впровадження програм з керування попитом на електричну енергію, яку реалізовано в якості відповідного програмно-алгоритмічного забезпечення, зокрема, створено програмний комплекс для детального аналізу режимів роботи ЛСЕП за певний період  $T_{\text{реж}}$ , для коригування режимів генерації, передачі, накопичення та споживання з боку системного оператора розподілу.

5. Вдосконалено метод оптимізації добового графіка електроспоживання на прикладі житлового комплексу з можливістю акумуляції енергії, зокрема, сформовано оптимізаційну задачу для мінімізації витрат на оплату енергетичних ресурсів з врахуванням обмежень та можливостей адресного впливу і взаємного обміну згенерованою та накопиченою електричною енергією у разі керування режимами акумулювання. Оптимізація процесів енергоспоживання СЕП житлового комплексу у програмі MatLab, показує, що за оптимізації режимів генерації, споживання та накопичення в умовах тарифного коефіцієнта  $T_{Kn} = 0,5$  дає змогу збільшити прибуток від 1611 грн/добу до 3518 грн/добу, у разі  $T_{Kn} = 1$  від 315 грн/добу до 2428 грн/добу (в 2,2 та 7,7 раз відповідно).

6. Розроблено математичну модель оптимізації добового графіка АС, що враховує значення коефіцієнтів гнучкості обладнання  $k_2$  та режими його функціонування. Результат оптимізації добового графіка електроспоживання для групи домогосподарств за критеріями максимізації коефіцієнта заповнення графіка навантаження  $k_3$  дав змогу покращити цей показник на 29,63% у разі зменшення показника  $\Delta Q_\phi$  на 46,1% та мінімізації витрат коштів  $C$  на 7,8% що становить 14,8 тис. грн./добу для групи домогосподарств.

7. Достовірність результатів ПАК «Помічник диспетчера» показано на прикладі оптимізації графіку роботи поліграфічного підприємства ТОВ «Принт

Маркет» (м. Рівне), що дало змогу отримати економію електричної енергії у розмірі 8501,57 грн/день (до оптимізації – 15946,7 грн/день, після оптимізації 7445,13 грн/день) та зміні показнику  $Q_{\Phi}$  з 35882,62 кВАр до 11377,51 кВАр за умови переходу до тризонного тарифу, що підтверджує ефективність впровадження програм DSM.

8. Отримані результати роботи знайшли використання за виконання НДР №0117U004285 №0118U100552 №0117U003825, у ПрАТ «ДТЕК Київські електромережі» (м. Київ), Національній комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, (м. Київ), ПАТ «Київенерго», (м. Київ), ТОВ «Принт Маркет», (м. Рівне) та у навчальному процесі на кафедрі електропостачання КПП ім. Ігоря Сікорського.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. P. Taylor, M. E. El-hawary, and M. E. El-hawary, "The Smart Grid — State-of-the-art and Future Trends," no. April, pp. 37–41, 2014.
2. S. Magazine, P. Policy, and S. Grid, "Smart Operation of Smart Grid: Risk-Limiting Dispatch," *Proc. IEEE*, vol. 99, no. 1, pp. 1–18, 2010.
3. Танкевич С.Е., Блинов И.В., Денисюк С.П. и др., Интеллектуальные электроэнергетические системы: элементы и режимы. *под общ. ред. акад. НАН Украины А.В. Кириленко*. Київ: Ін-т електродинаміки НАН України, 2014. 408 с.
4. N. Jenkins, C. Long, and J. Wu, "An Overview of the Smart Grid in Great Britain," *Engineering*, vol. 1, no. 4, pp. 413–421, 2016.
5. P. Siano, "Demand response and smart grids — A survey," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, pp. 461–478, 2014.
6. K. Hansen, C. Breyer, and H. Lund, "Status and perspectives on 100% renewable energy systems," *Energy*, pp. 471–480, 2019.
7. Базюк Т.М., Блінов І.В., Буткевич О.Ф., Гончаренко І.С., Денисюк С.П., Жуйков В.Я., Кириленко О.В., Лук'яненко Л.М., Миколаєць Д.А., Осипенко К.С., Павловський В.В., Рибіна О.Б., Стелюк А.О., Танкевич С.Є., *Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими. Під заг. Ред. Акад. НАН України О.В. Кириленко*. Київ: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. 400 с.
8. Y. Kabalci, "A survey on smart metering and smart grid communication," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 57, pp. 302–318, 2016.
9. German Energy Agency and Giz, "Energy Transition Trends 2019," p. 32, 2019.
10. I. Worigi, A. Maach, A. Hafid, O. Hegazy, and J. Van Mierlo, "Integrating renewable energy in smart grid system: Architecture, virtualization and analysis," *Sustain. Energy, Grids Networks*, p. 100226, 2019.
11. Волкова И. О., "Активный потребитель: реалии и прогнозы," Москва, 2014. 14 с.
12. Y. Parag and B. K. Sovacool, "Electricity market design for the prosumer

era,” *Nature energy*, vol. 1, pp.1–16, 2016.

13. G. Ritzer, P. Dean, and N. Jurgenson, “Behavioral Scientist The Coming of Age of the Prosumer,” 2012.

14. K. Hansen, “Decision-making based on energy costs: Comparing levelized cost of energy and energy system costs,” *Energy Strateg. Rev.*, vol. 24, no. February, pp. 68–82, 2019.

15. H. Saboori, M. Mohammadi, and R. Taghe, “Virtual power plant (VPP), definition, concept, components and types,” *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, no. December, 2011.

16. The European Commission, “Benchmarking Report: correct implementation of EU energy law and infrastructure investment top priority,” March, p. 2, 2010.

17. K. Al Khuffash, "Smart grids—Overview and background information", *Application of Smart Grid Technologies*. pp.1–5, 2007.

18. A. Carvallo and J. Cooper, “The Advanced Smart Grid,” 2011. p.6

19. R. Zafar, A. Mahmood, S. Razzaq, W. Ali, U. Naeem, and K. Shehzad, “Prosumer based energy management and sharing in smart grid,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, no. August 2016, pp. 1675–1684, 2018.

20. Office of Electric Transmission and Distribution United State Departament of Energy, *Grid 2030: A National Version for Electricity’s Second 100 Years*,. July. 2003. 44 p.

21. F. H. Malik and M. Lehtonen, “A review: Agents in smart grids,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 131, pp. 71–79, 2016.

22. Y. Ren, D. Fan, Q. Feng, Z. Wang, B. Sun, and D. Yang, “Agent-based restoration approach for reliability with load balancing on smart grids,” *Appl. Energy*, vol. 249, no. April, pp. 46–57, 2019.

23. A. O. Otuoze, M. W. Mustafa, and R. M. Larik, “Smart grids security challenges: Classification by sources of threats,” *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, vol. 5, no. 3, pp. 468–483, 2018.

24. Кириленко О.В., Блінов І.В., Танкевич С.Є., “Smart Grid та

організація інформаційного обміну в електроенергетичних системах,” *Технічна електродинаміка*, №. 3, С. 47–48, 2012.

25. K. K. Zame, C. A. Brehm, A. T. Nitica, C. L. Richard, and G. D. Schweitzer, “Smart grid and energy storage: Policy recommendations,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, no. July, pp. 1646–1654, 2018.

26. S. Salman, “Smart Grid infrastructure”. *Networked Control Systems* pp. 315–349, 2017.

27. C. Park, H. Kim, and T. Yong, “Dynamic characteristics of smart grid technology acceptance,” *Energy Procedia*, vol. 128, pp. 187–193, 2017.

28. C. Pasten and J. C. Santamarina, “Energy and quality of life,” *Energy Policy*, vol. 49, pp. 468–476, 2012.

29. S. Ray, B. Ghosh, S. Bardhan, and B. Bhattacharyya, “Studies on the impact of energy quality on human development index,” *Renew. Energy*, vol. 92, pp. 117–126, 2016.

30. H. Sha, P. Xu, Z. Yang, Y. Chen, and J. Tang, “Overview of computational intelligence for building energy system design,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 108, no. February, pp. 76–90, 2019.

31. H. Farhangi, “Smart Grid,” *Encycl. Sustain. Technol.*, pp. 195–203, 2017.

32. R. Hiteva and J. Watson, “Governance of interactions between infrastructure sectors: The making of smart grids in the UK,” *Environ. Innov. Soc. Transitions*, no. February, pp. 0–1, 2019.

33. Стогній Б. С., Кириленко О.В, Праховник А.В., Денисюк С.П., “Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні,” *Техн. електродинаміка*, С. 52–67, 2012.

34. Стогній Б. С., Кириленко О.В, Денисюк С.П., “Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення,” *Техн. електродинаміка*, № 6, С. 44–50, 2010.

35. IEA: Directorate of Global Energy Economics, “World Energy Outlook 2014,” *Int. Energy Agency*, p. 726, 2014.

36. International Energy Agency, *Energy efficiency 2017 Market Report*.

OECD/IEA, 2017.

37. Frost&Sullivan, “Global Power Industry Outlook,” 2017. [Online]. Available: <http://www.frost.com/sublib/display-report.do?id=MCD7-01-00-00-00>.

38. PJM, “Annual market report,” 2016. [Online]. Available: <https://www.pjm.com/library.aspx>.

39. S. Denysiuk, V. Opryshko, and R. Strzelecki, “The Smart Grid concept implementation by expanding the use of demand side management and modern power electronic installations,” *Енергетика: економіка, технології, екологія*, vol. 4, pp. 7–16, 2016.

40. N. Verkade and J. Höffken, “The design and development of domestic smart grid interventions: Insights from the Netherlands,” *J. Clean. Prod.*, vol. 202, pp. 799–805, 2018.

41. A. Vaccaro, I. Pisica, L. L. Lai, and A. F. Zobaa, “A review of enabling methodologies for information processing in smart grids,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 107, no. November 2018, pp. 516–522, 2019.

42. European Commission, “Delivering a New Deal for Energy Consumers,” vol. 15, no. 7, p. 10, 2015.

43. I. Colak, R. Bayindir, G. Fulli, I. Tekin, K. Demirtas, and C. F. Covrig, “Smart grid opportunities and applications in Turkey,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 33, pp. 344–352, 2014.

44. G. de A. Dantas *et al.*, “Public policies for smart grids in Brazil,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 92, no. January 2017, pp. 501–512, 2018.

45. Кириленко О.В., Танкевич С.Є., Блінов І.В., “Україна та світ: нормативне забезпечення інтелектуальних електроенергетичних систем за концепцією Smart Grid.,” *Стандартизація, сертифікація, якість*, vol. 4, no. 89, С. 38 – 44, 2014.

46. T. Jamasb and P. Michael, “Electricity Market Reform in the EU,” *Energy J.*, vol. 26, no. April, pp. 11–41, 2005.

47. G. A. Pagani and M. Aiello, “From the grid to the smart grid, topologically,” *Phys. A Stat. Mech. its Appl.*, vol. 449, no. xxxx, pp. 160–175, 2016.

48. T. E. de Wildt, E. J. L. Chappin, G. van de Kaa, P. M. Herder, and I. R. van de Poel, "Conflicting values in the smart electricity grid a comprehensive overview," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 111, no. December 2018, pp. 184–196, 2019.
49. L. Hancher and B. Winters, "The EU Winter Package," Briefing Paper, 2017, 17 p.
50. I. Overland, "The geopolitics of renewable energy: Debunking four emerging myths," *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 49, no. October 2018, pp. 36–40, 2019.
51. L. Mariam, M. Basu, and M. F. Conlon, "A Review of Existing Microgrid Architectures," *J. Eng. (United States)*, vol. 2013, 2013.
52. M. M. Islam, X. Zhong, Z. Sun, H. Xiong, and W. Hu, "Real-time frequency regulation using aggregated electric vehicles in smart grid," *Comput. Ind. Eng.*, vol. 134, no. January 2018, pp. 11–26, 2019.
53. Y. Vcremiichuk *et al.*, "Energy Hub Functioning Model Considering Perspectives for Development of Bioenergy in Ukraine," *Proc. - 2018 IEEE Int. Conf. Environ. Electr. Eng. 2018 IEEE Ind. Commer. Power Syst. Eur. IEEEIC/I CPS Eur. 2018*, pp. 2–7, 2018.
54. Y. Veremiichuk, O. Yarmoliuk, I. Prytyskach, and V. Opryshko, "Modeling energy hub operating modes with demand side management usage," *EPE 2018 - Proc. 2018 10th Int. Conf. Expo. Electr. Power Eng.*, pp. 972–976, 2018.
55. E. Pournaras, S. Jung, S. Yadhunathan, H. Zhang, and X. Fang, "Socio-technical smart grid optimization via decentralized charge control of electric vehicles," *Appl. Soft Comput. J.*, vol. 82, p. 105573, 2019.
56. S. R. Depuru, L. Wang, and V. Devabhaktuni, "Electricity theft: Overview, issues, prevention and a smart meter based approach to control theft," *Energy Policy*, vol. 39, no. 2, pp. 1007–1015, 2011.
57. W. Su, H. Rahimi-eichi, W. Zeng, and M. Chow, "Smart Grid Environment," *Control*, vol. 8, no. 1, pp. 1–10, 2012.
58. H. E. Brown, S. Suryanarayanan, and G. T. Heydt, "Some characteristics of emerging distribution systems considering the smart grid initiative," *Electr. J.*, vol.



23, no. 5, pp. 64–75, 2010.

59. A. Sinha, S. Neogi, R. N. Lahiri, S. Chowdhury, S. P. Chowdhury, and N. Chakraborty, “Smart grid initiative for power distribution utility in India,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–8, 2011.

60. A. Naumann, I. Bielchev, N. Voropai, and Z. Styczynski, “Smart grid automation using IEC 61850 and CIM standards,” *Control Eng. Pract.*, vol. 25, no. 1, pp. 102–111, 2014.

61. Z. Xu, Y. Xue, and K. P. Wong, “Recent advancements on smart grids in China,” *Electr. Power Components Syst.*, vol. 42, no. 3–4, pp. 251–261, 2014.

62. A. Nieße, M. Tröschel, and M. Sonnenschein, “Designing dependable and sustainable Smart Grids - How to apply Algorithm Engineering to distributed control in power systems,” *Environ. Model. Softw.*, vol. 56, pp. 37–51, 2014.

63. X. Z. Jiang, X. Wang, L. Feng, D. Zheng, and L. Shi, “Adapted computational method of energy level and energy quality evolution for combined cooling, heating and power systems with energy storage units,” *Energy*, vol. 120, pp. 209–216, 2017.

64. A. Bollinger, “Building Control and Automation Introduction to Energy Hubs Outline Motivation,” 2018.

65. M. Almassalkhi and I. A. Hiskens, “Optimization framework for the analysis of large-scale networks of energy hubs,” *Proc. 2011 17th Power Syst. Comput. Conf.*, no. 1, pp. 1–7, 2011.

66. M. Carvalho, L. M. Serra, and M. A. Lozano, “Optimal synthesis of trigeneration systems subject to environmental constraints,” *Energy*, vol. 36, no. 6, pp. 3779–3790, 2011.

67. V. Davatgaran, M. Saniei, and S. S. Mortazavi, “Optimal bidding strategy for an energy hub in energy market,” *Energy*, vol. 148, pp. 482–493, 2018.

68. Y. Yan, Y. Qian, H. Sharif, and D. Tipper, “A survey on smart grid communication infrastructures: Motivations, requirements and challenges,” *IEEE Commun. Surv. Tutorials*, vol. 15, no. 1, pp. 5–20, 2013.

69. M. Wissner, “The Smart Grid - A saucerful of secrets?,” *Appl. Energy*,

vol. 88, no. 7, pp. 2509–2518, 2011.

70. S. Denysiuk and D. Derevianko, “A novel method of complex reliability assessment in microgrids with distributed generation,” *Proc. Int. Conf. Mod. Electr. Energy Syst. MEES 2017*, vol. 2018-Janua, pp. 212–215, 2018.

71. G. Benysek and R. Strzelecki, “Modern power-electronics installations in the Polish electrical power network,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 1, pp. 236–251, 2011.

72. Закон України Про електроенергетику. .

73. НКРЕКП, Постанова Про затвердження Кодексу систем розподілу Відповідно. НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ РЕГУЛЮВАННЯ У СФЕРАХ ЕНЕРГЕТИКИ ТА КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ, 2018, pp. 1–2.

74. Закон України Про ринок електричної енергії. .

75. J. M. Zepter, A. Lüth, P. Crespo del Granado, and R. Egging, “Prosumer integration in wholesale electricity markets: Synergies of peer-to-peer trade and residential storage,” *Energy Build.*, vol. 184, pp. 163–176, 2019.

76. Денисюк С.П., Опришко В.П., “Research on demand side management programs and analysis of their usage efficiency,” *Technol. Audit Prod. Reserv.*, vol. 3, no. 1(29), p. 69, 2016.

77. Згуровець О.В, Костенко Г.П., “Эффективные методы управления потреблением электрической энергии,” *Проблеми загальної енергетики*, №16, С. 75–80, 2007.

78. N. Kaicker *et al.*, “Mathematical Modelling for Time-of-Use Pricing of Electricity in Monopoly and Oligopoly Mathematical Modelling for Time-of-Use Pricing of Electricity in Monopoly and Oligopoly,” Ahmedabad, 2017.

79. Денисюк С.П., Опришко В.П., “Інтеграція показників енергоефективності в процес оцінки енергоефективності в секторі транспорту,” *Електрифікація транспорту.*, no. 9, pp. 24–30, 2015.

80. ІЕА, “Показатели Энергоэффективности : Основы Статистики,” р. 408, 2014.

81. IEA, “Energy efficiency indicators: database documentation,” *Energy Efficiency 2018*. 2018.
82. E. Hatzigeorgiou, H. Polatidis, and D. Haralambopoulos, “CO<sub>2</sub> emissions in Greece for 1990-2002: A decomposition analysis and comparison of results using the Arithmetic Mean Divisia Index and Logarithmic Mean Divisia Index techniques,” *Energy*, vol. 33, no. 3, pp. 492–499, 2008.
83. International Energy Agency, “IEA Energy Efficiency Indicators Fundamentals on Statistics,” pp. 1–387, 2014.
84. S. Ma, Y. Zhang, J. Lv, H. Yang, and J. Wu, “Energy-cyber-physical system enabled management for energy-intensive manufacturing industries,” *J. Clean. Prod.*, vol. 226, pp. 892–903, 2019.
85. Жежеленко И.В., Шидловский А.К., Пивняк Г.Г., и др. *Электромагнитная Совместимость Потребителей*. Москва: Машиностроение, 2012.
86. Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л., *Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях*, 3rd ed. Москва: Энергоатомиздат, 2000.
87. J. Greenland and R. Best, “Energy quality,” *Sustain. Pract. Built Environ. Second Ed.*, vol. 69, no. 7, pp. 167–175, 2008.
88. Тонкаль В.Е., Новосельцев А.В., Денисюк С.П. и др. “Баланс энергий в электрических цепях.” Нукова Думка, Київ, 310 с. 1992.
89. Маляренко В.А., Колотило І.Д., Нечмоголод І.Є., “Нерівномірність графіка навантаження енергосистеми і способи його вирівнювання,” *Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит*, вип. 5, № 87, С. 19–22, 2011.
90. Василега П.О. *Електропостачання*. Суми: ВТД “Університетська книга,” 2007.
91. Находов В. Ф., Замулко А. І., Аль Шарарі М. І., Медінцева Д. О., “Оценка влияния изменения спроса потребителей на электрическую мощность на неравномерность суточных графиков нагрузки энергосистемы,” *Наукові вісті НТУУ “КПІ*, №. 1, С. 31, 2016.

92. Соловьева И.А., Дзюба А.П., “Прогнозирование электропотребления с учетом факторов технологической и рыночной среды,” №.7(19), С. 97–113, 2013.
93. Y. Veremiichuk, I. Prytyskach, O. Yarmoliuk, and V. Opryshko, “Energy Hub Function Optimization Models During Ukrainian Energy Resources Market Liberalization,” *Power Electr. Eng.*, vol. 34, pp. 49–52, 2017.
94. Гордеев В.И., *Регулирование максимума нагрузки промышленных электрических*. Москва: Энергоатомиздат, 1986. 184 с.
95. Федоров А.А., Ристхейн Э.М *Электроснабжение промышленных предприятий*. Москва: Энергия, 1981. 360 с.
96. Ермилов А.А. *Основы электроснабжения промышленных предприятий*, 4th ed. Москва: Энергоатомиздат, 1983. 208 с.
97. Калінчик В.П., Скачок О. В. “Оцінка та аналіз методів вирівнювання графіків навантаження виробничих систем,” *Енергетика: економіка, технології, екологія*, С. 57–63, 2013.
98. Доценко Д. І. Денисюк С. П. “Оцінка рівнів неоптимальності енергетичних процесів в електропередавальних організаціях,” 2018. 192 с.
99. Брага О.О., Кондотратьев С.С., Банін Д.Б. “Модельовання режимів з апроксимацією добових графіків навантаження поліномами високого порядку,” *Міжнародний науково-технічний журнал молодих учених, аспірантів і студентів “Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики,”* С. 24–27, 2016.
100. Полищук А.П., Семериков С.А., *Численные методы в объектно-ориентированной методологии*. Кривий Ріг: КГПИ, 1998. 75 с.
101. Базюк Т.М. “Підвищення енергоефективності локальних систем енергопостачання із активним споживачем та розосередженою генерацією,” КПП ім. Ігоря Сікорського, 2016. 222 с.
102. Лазуренко А.П., Лисичкина Д.С, Черкашина Г.И. “Новый подход к классификации потребителей электрической энергии,” *Світлотехніка та електроенергетика*, №. 1, С. 76–80, 2008.

103. Лукутин Б.В., Муравлев И.О., Муравлев А.И., *Качество электроснабжения промышленных потребителей*. Томск, 2014. 90 с.
104. D. Sanders, A. Hart, M. Ravishankar, and J. Brunert, *An analysis of electricity system flexibility for Great Britain*. Imperial College London, 2016. 103 p.
105. W. Chiu, H. Sun, and H. V. Poor, "Energy Imbalance Management Using a Robust Pricing Scheme," *IEEE Trans. Smart Grid*, pp. 1–9, 2012.
106. S. Denysiuk and V. Opryshko, "Assessment of energy sector companies innovation management effectiveness," in *Promising problems of economics and management reviewers*, pp. 71–74. 2015.
107. U.S. Department of Energy, "Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them pursuant to section 1252 of the energy policy act of 2005," 2006. 97 p.
108. Опришко В.П. "Регулювання режимів електропостачання в локальних системах microgrid," *Технічна електродинаміка*, №. 4, С. 77–79, 2016.
109. Опришко В.П. "Особенности интеграции основных программ и методов з керування попитом споживання електроенергії," in *International scientific-technical, methodological conference "Problems of energy management system – pems'16"*, 2016, С. 88–89.
110. Денисюк С.П. Опришко В.П "Аналіз Можливостей Оптимізації Добового Графіку Споживання Електричної Енергії," *Bull. Kyiv Natl. Univ. Technol. Des. Tech. Sci. Ser.*, вип. 128, № 6, С. 20–28, 2019.
111. Денисюк С.П., Дерев'янюк Д.Г., Колесник П.С. "Оптимізація режимів електропостачання в локальних системах з розосередженою генерацією," *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*, vol. Спец. випу, №. 2, С. 30–36, 2011.
112. Р. Дрехслер, *Измерение и оценка качества электроэнергии при несимметричной и нелинейной нагрузке*. Москва: Энергоатомиздат, 1985. 113 с.
113. Каратеев П.Ю. "Энергосбережение и надежность в системах электроснабжения" *Известия ТулГУ. Техн. науки*, № 12, С. 103–106, 2013.
114. Соловьева И.А., Дзюба А.П. "Управление энергозатратами по

показателям спроса на электропотребление производственных объектов с постоянным характером электрических нагрузок,” *Вестник ПНИПУ. Социально-экономические науки*, №. 1, С. 317–331, 2017.

115. Денисюк С.П., Опришко В.П., “Оцінка нерівномірності споживання та генерації електричної енергії в локальних електроенергетичних системах,” *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*, №48, С. 43–51, 2017.

116. M. A. Sanchez-Hidalgo and M. D. Cano, “A survey on visual data representation for smart grids control and monitoring,” *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 16, pp. 351–369, 2018.

117. S. Wan Yen, S. Morris, M. A. G. Ezra, and T. Jun Huat, “Effect of smart meter data collection frequency in an early detection of shorter-duration voltage anomalies in smart grids,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 109, no. July 2018, pp. 1–8, 2019.

118. R. Marah and A. El Hibaoui, “Algorithms for Smart Grid management,” *Sustain. Cities Soc.*, vol. 38, pp. 627–635, 2018.

119. A. Kumar, “Beyond technical smartness: Rethinking the development and implementation of sociotechnical smart grids in India,” *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 49, no. November 2018, pp. 158–168, 2019.

120. D. Kolokotsa, “The role of smart grids in the building sector,” *Energy Build.*, vol. 116, pp. 703–708, 2016.

121. K. Kimani, V. Oduol, and K. Langat, “Cyber security challenges for IoT-based smart grid networks,” *Int. J. Crit. Infrastruct. Prot.*, vol. 25, pp. 36–49, 2019.

122. A. Kaygusuz, “Closed loop elastic demand control by dynamic energy pricing in smart grids,” *Energy*, vol. 176, pp. 596–603, 2019.

123. G. Dubois *et al.*, “It starts at home? Climate policies targeting household consumption and behavioral decisions are key to low-carbon futures,” *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 52, no. February, pp. 144–158, 2019.

124. R. Leszczyna, “A review of standards with cybersecurity requirements for smart grid,” *Comput. Secur.*, vol. 77, pp. 262–276, 2018.

125. R. Leszczyna, “Standards on cyber security assessment of smart grid,” *Int.*

*J. Crit. Infrastruct. Prot.*, vol. 22, pp. 70–89, 2018.

126. R. Nadimi and K. Tokimatsu, “Energy use analysis in the presence of quality of life, poverty, health, and carbon dioxide emissions,” *Energy*, vol. 153, pp. 671–684, 2018.

127. L. Liu, T. Chen, and Y. Yin, “Energy consumption and quality of life: Energy efficiency index,” *Energy Procedia*, vol. 88, pp. 224–229, 2016.

128. Денисюк С.П., Опришко В. П. “Оцінка рівню нерівномірності споживання електроенергії в локальній системі електропостачання. У програмному комплексі ‘Помічник диспетчера’. Структура алгоритму зменшення нерівномірності споживання електроенергії” АС №77262, 2018.

129. Опришко В.П. “Аналіз оптимальності функціонування систем акумуляції електроенергії в локальних системах електропостачання,” in *IV Міжнародна науково-технічна та навчально-методична конференція «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – PEMS'17»*, С. 51–52. 2017,

130. Івахнов А.В., Лазуренко О.П., Федорчук С.О. “Моделювання системи накопичення електроенергії як високоманевреної потужності з застосуванням в різних вузлах енергосистеми,” *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*, С. 40–43, 2018.

131. Лазуренко А.П., Черкашина Г.И., “Аккумуляирование энергии в бытовом секторе,” *Світлотехніка та електроенергетика*, №. 4, С. 57–63, 2008.

132. Жуйков В.Я., Денисюк С.П. *Енергетичні процеси в електричних колах з ключовими елементами*. Київ: Текст, 2010. 264 с.

133. Опришко В.П. “Механізми реалізації програм керування попиту на електричну енергію у світовій практиці,” *Енергетика: економіка, технології, екологія*, №3, С. 44–51, 2018.

134. Замулко А.І., Веремійчук Ю. А. “Дослідження графіків електричних навантажень груп споживачів електричної енергії,” *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, № 2, С. 82–85, 2014.

135. Кремер Н.Ш, Путко Б.А., Тришин И.М., Фридман М.Н., *Исследование операций в экономике*. Москва: ЮНИТИ, 2006. 439 с.
136. H. A. Attia, “Mathematical Formulation of the Demand Side Management (DSM) Problem and its Optimal Solution,” *14th Int. Middle East Power Syst. Conf.*, no. 10, pp. 953–959, 2010.
137. Веремійчук Ю.А, Притискач І.В., Ярмолюк О.С., Опришко В.П “Аналіз функціонування інтегрованих енергопостачальних систем з енергетичними хабами,” *ScienceRise*, вип. 4, № 2 (21), С. 12–17, 2016.
138. C. A. Oberst, H. Schmitz, and R. Madlener, “Are Prosumer Households That Much Different? Evidence From Stated Residential Energy Consumption in Germany,” *Ecol. Econ.*, vol. 158, no. December 2018, pp. 101–115, 2019.
139. *MATLAB Primer R 2019 a*. The MathWorks, Inc., 2019.
140. K. Demir, H. Ismail, T. Vateva-Gurova, and N. Suri, “Securing the cloud-assisted smart grid,” *Int. J. Crit. Infrastruct. Prot.*, vol. 23, pp. 100–111, 2018.
141. J. Iria, F. Soares, and M. Matos, “Optimal supply and demand bidding strategy for an aggregator of small prosumers,” *Appl. Energy*, vol. 213, no. June, pp. 658–669, 2018.
142. D. J. Moschandreas and S. Karuchit, “Scenario-model-parameter: A new method of cumulative risk uncertainty analysis,” *Environ. Int.*, vol. 28, no. 4, pp. 247–261, 2002.
143. M. Mostafavi Sani, A. Noorpoor, and M. Shafie-Pour Motlagh, “Optimal model development of energy hub to supply water, heating and electrical demands of a cement factory,” *Energy*, pp. 574–592, 2019.
144. M. H. Shams *et al.*, “Optimal operation of electrical and thermal resources in microgrids with energy hubs considering uncertainties,” *Energy*, p. 115949, 2019.
145. M. R. Haghifam and M. Manbachi, “Reliability and availability modelling of combined heat and power (CHP) systems,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 33, no. 3, pp. 385–393, 2011.
146. D. Rakipour and H. Barati, “Probabilistic optimization in operation of energy hub with participation of renewable energy resources and demand response,”



*Energy*, pp. 384–399, 2019.

147. S. M. Moghaddas-Tafreshi, M. Jafari, S. Mohseni, and S. Kelly, “Optimal operation of an energy hub considering the uncertainty associated with the power consumption of plug-in hybrid electric vehicles using information gap decision theory,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 112, no. April, pp. 92–108, 2019.

148. M. Benedetti, V. Cesarotti, and V. Introna, “From energy targets setting to energy-aware operations control and back: An advanced methodology for energy efficient manufacturing,” *J. Clean. Prod.*, vol. 167, pp. 1518–1533, 2018.

149. E. Guelpa, A. Bischi, V. Verda, M. Chertkov, and H. Lund, “Towards future infrastructures for sustainable multi-energy systems: a review,” *Energy*, 2019.

150. M. Katsanevakis, R. A. Stewart, and L. Junwei, “A novel voltage stability and quality index demonstrated on a low voltage distribution network with multifunctional energy storage systems,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 171, no. April 2018, pp. 264–282, 2019.

# Додаток А – Акти впровадження результатів дисертаційної роботи у практичну діяльність

## ДОГОВІР № 12/01

### Про співпрацю між Інститут енергозбереження та енергоменеджменту КІП ім. Ігоря Сікорського та ТОВ «Принт Маркет» в рамках проведення науково-дослідних робіт

м. Рівне

12.01.2017

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», у подальшому **ВИКОНАВЕЦЬ**, в особі директора ІЕЕ Денисюка Сергія Петровича, який діє на підставі доручення ректора від 31.12.2016 № 27, з одного боку, та ТОВ «Принт Маркет» у подальшому **ЗАМОВНИК**, в особі директора Головка Константина Вікторовича, що діє на підставі Статуту, з іншого боку, уклади цей договір про співпрацю між установами та погодили наступне:

#### 1. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРУ

1.1. ЗАМОВНИК доручає, а ВИКОНАВЕЦЬ бере на себе вирішення задач підвищення енергоефективності та оптимізації електроспоживання підприємства ТОВ «Принт Маркет» як типового підприємства галузі.

1.2. ЗАМОВНИК надає необхідні умови праці представникам ВИКОНАВЦЯ, доступ та наявні данні про споживання енергетичних ресурсів, можливість ознайомитись з виробничим процесом.

#### 2. ВАРСТІСТЬ РОБІТ І ПОРЯДОК РОЗРАХУНКІВ

2.1. Сторони домовилися, що ВИКОНАВЕЦЬ надає послуги на безоплатній основі.

#### 3. ПОРЯДОК ЗДАВАННЯ І ПРИЙМАННЯ РОБІТ

3.1. ВИКОНАВЕЦЬ презентує результати науково-дослідної роботи та надає результати ЗАМОВНИКУ. Результати робіт оформляються письмово та передаються за місцем виконання робіт або поштою.

#### 4. КОНФІДЕНЦІЙНІСТЬ ТА ВІДПОВІДАЛЬНІСТЬ СТОРІН

4.1. Сторони діють в рамках чинного законодавства України.

4.2. Сторони зобов'язані дотримувати конфіденційності стосовно отриманих ними даних.

Опублікування або інше використання комерційної інформації ВИКОНАВЦЕМ відбувається за письмовою згодою ЗАМОВНИКА.

4.2. Обов'язки з дотримання конфіденційності залишаються чинними також після виконання умов договору.

#### 5. СТРОК ДІЇ ДОГОВОРУ

Початок: 12.01.2017 Закінчення: 12.01.2019

5.1. Даний договір чинний з моменту укладення і до моменту його закінчення.

5.2. Даний договір може бути продовжений за письмовою угодою сторін.

#### 6. ПРИКІНЦЕВІ ПОЛОЖЕННЯ

6.1. Даний договір складений в 2 примірниках, що мають однакову юридичну силу.

#### 7. АДРЕСИ ТА БАНКІВСЬКІ РЕКВІЗИТИ ТА ПІДПИСИ СТОРІН

ВИКОНАВЦЯ

ЗАМОВНИКА

ІНСТИТУТ

ТОВ «Принт Маркет»

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту КІП імені Ігоря Сікорського

33016, м. Рівне, вул. Фабрична, 6  
р/р 26009000014458 в Філії АТ  
«Укресімбанк» м. Рівне  
МФО 322313,  
Код ЄДРПОУ 32625639  
ПІН 326256317169; св. №200075018  
тел. (0362) 60-99-95

03056, м. Київ  
вул. Борщагівська, 115/3  
р/р 35223289013853  
в ДКСУ м. Києва

МФО 820172  
ЄДРПОУ 02070921  
ПІН 020709226587

енергозбереження та енергоменеджменту  
директор

Денисюк С.П.

Директор

Головка К.В.





ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ

**ПРИНТ МАРКЕТ**Україна, 33016, м. Рівне, вул. Фабрична 6, тел. (0362) 609740, тел./факс: 609995  
р/р 26009000014458 АТ «Укресімбанк» м. Рівне, МФО 322313, код ЄДРПОУ 32625639**Акт****Впровадження результатів наукової роботи**

Цим актом підтверджуємо, що результати наукової роботи асистента кафедри електропостачання Опришка Віталія Павловича та магістра Доценка Дмитра Ігоровича впроваджуються у ТОВ «Принт Маркет» м. Рівне.

Виконані дослідження застосовуються для вирішення задач підвищення енергоефективності та оптимізації електроспоживання підприємства ТОВ «Принт Маркет» з використанням методів керування попитом на електричну енергію із комплексною оцінкою рівномірності споживання, що передбачає врахування структури та стану наявної інфраструктури, потенціалу залучення споживачів до участі у програмах з керування попитом на електричну енергію, економічних і соціальних ризиків.

Особливо важливими, як в теоретичному так і в практичному плані, вважаємо такі результати, отримані Опришком В.П. та Доценком Д.І.:

- метод оцінки можливості видозміни добового графіка споживання електричної енергії групами споживачів, котрий дає змогу виділити особливості режимів споживання електроенергії для їх подальшої оптимізації.
- розрахункові моделі оптимізації добового графіку споживання електроенергії які враховують значення коефіцієнтів гнучкості обладнання та режими його функціонування різними групами споживачів.
- Програмно-алгоритмічний комплекс «Помічник диспетчера» свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №77262 від 03.03.2018, що дозволяє оцінити рівні неоптимальності режимів електропостачання.
- розрахункові результати оптимізованих форм кривих графіка електричного навантаження для окремих одиниць обладнання.

Таким чином ТОВ «Принт Маркет» має намір практично застосовувати розроблені Опришком В.П. та Доценком Д.І. оптимізовані графіки роботи обладнання, тому, що вони є економічно обґрунтованими, технологічно досяжними, та технічно простими рішеннями для забезпечення підвищення енергетичної ефективності режимів енергоспоживання з метою досягнення максимальної економічності їх функціонування. Терміни впровадження та строки окупності визначаються у кожному окремому випадку складом та об'ємом обладнання, що планується залучити до використання.

Передбачається, що результати зазначених наукових досліджень у подальшому будуть використовуватись у практичній діяльності підприємств партнерів.

12.05.2017

Директор ТОВ «Принт Маркет»



Головко К.В.

## ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО

## «КИЇВЕНЕРГО»

## Центр приєднань

пл. Івана Франка, 5, м. Київ, Україна, 01001, тел. 207-6075, 207-6076, тел. довідка 207-6066, факс 207-6060  
E-mail: kanc@kievenergo.com.ua, kanc11@kievenergo.com.ua

## Акт

**впровадження (передачі) результатів наукових досліджень, що виконувались у рамках науково-дослідних робіт кафедри електропостачання КПП ім. Ігоря Сікорського**

Цим актом підтверджуємо, що результати наукової роботи асистента Опришка В.П. та магістранта Доценка Д.І., науковий керівник – проф., д.т.н. Денисюк С.П., що виконувалась згідно з планом наукових робіт кафедри електропостачання КПП ім. Ігоря Сікорського, в рамках науково-дослідної роботи «Розроблення науково-методологічних основ агрегування та керування віртуальними електростанціями і активними споживачами в умовах енергоринку» (номер державної реєстрації: 0117 У 004285), були передані до Центру приєднань ПАТ «КИЇВЕНЕРГО».

В результаті спільного опрацювання Опришком В.П. та Доценком Д.І. розвинуто методологію оцінювання нерівномірності споживання електричної енергії в локальних системах, що придатна для застосування у практичній діяльності електропостачальних організацій.

На особливу увагу заслуговують:

- аналіз методів оцінювання нерівномірності споживання електричної енергії в локальних електроенергетичних системах, що дає змогу виділити особливості режимів споживання електроенергії для їх подальшої оптимізації;
- алгоритм оптимізації режиму електроспоживання, що враховує можливості зміни графіку споживання електричної енергії при застосуванні механізмів керування попиту з урахуванням складових потужності Фризе  $Q_F$ ;
- метод оптимізації добового графіка споживання електричної енергії групами споживачів та розрахункові результати оптимізованих форм кривих графіка електричного навантаження, який покладено в основу створення програмно-алгоритмічного комплексу «Помічник диспетчера 1.0».

Враховуючи вищезазначене, Центр приєднань ПАТ «КИЇВЕНЕРГО» впроваджує результати досліджень, отримані Опришком В.П. та Доценком Д.І. у Інституті енергозбереження та енергоменеджменту КПП ім. Ігоря Сікорського, при проектуванні нових і реконструкції існуючих систем електропостачання певних територіальних громад, мікрорайонів, промислових майданчиків та окремих будівель у м. Київ.

Цей документ не є підставою для фінансових розрахунків.

Начальник відділу з супроводження  
проектів Центру приєднань  
ПАТ «КИЇВЕНЕРГО»

(посада особи, яка затвердила акт)



О.Ю. Єламов  
(ПІБ)

2018 р.



**Акт**  
**впровадження (використання) результатів дисертаційної роботи**  
**Опришка Віталія Павловича**

Цим актом підтверджуємо, що результати дисертаційної роботи Опришка Віталія Павловича за спеціальністю 05.14.01 Енергетичні системи та комплекси, за науковим напрямом «Підвищення енергоефективності та оптимальності функціонування систем електропостачання із застосуванням модернізованих програм з керування попиту на електричну енергію» було розглянуто у ПрАТ «ДТЕК Київські Електромережі».

Виконані дослідження можуть застосовуватися для вирішення задач створення та розвитку сучасних механізмів керування системами електропостачання з використанням методів керування попитом на електричну енергію із комплексним застосуванням засобів розосередженої генерації, що передбачає врахування структури та стану наявної інфраструктури, потенціалу залучення споживачів до участі у програмах з керування попитом на електричну енергію, економічних і соціальних ризиків.

Особливо важливими, як в теоретичному так і в практичному плані, вважаємо такі результати, отримані Опришком В.П.:

- комплексний аналіз методів оцінювання нерівномірності споживання електричної енергії в локальних електроенергетичних системах, котрий дає змогу виділити особливості режимів споживання електроенергії для їх подальшої оптимізації
- розрахункова модель оптимізації добового графіку споживання електроенергії яка враховує значення коефіцієнтів відключення обладнання та режими його функціонування
- спосіб оптимізації режиму електроспоживання, що враховує можливості зміни графіку споживання електричної енергії при застосуванні механізмів керування попиту та урахуванні складових потужності  $Q_{\phi}$ .
- метод оцінки рівнів неоптимальності режимів електропостачання, який покладено в основу створення програмно-алгоритмічного комплексу «Помічник диспетчера» свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 7262 від 03.03.2018.

Таким чином можна стверджувати, що практичне застосування розроблених Опришком В.П. методів та програмно-алгоритмічного забезпечення є доцільним і слушним, та дозволяють приймати обґрунтовані рішення для забезпечення оптимального керування режимами енергопостачання з метою досягнення максимальної ефективності їх функціонування. Терміни впровадження та строки окупності визначаються у кожному окремому випадку складом та об'ємом обладнання, що планується залучити до використання.

Передбачається, що результати зазначених наукових досліджень у подальшому будуть використовуватись у практичній діяльності ПрАТ «ДТЕК Київські Електромережі»

Цей документ не є підставою для фінансових розрахунків.

Керівник технічного департаменту  
 ПрАТ «ДТЕК Київські Електромережі»



В.В. Гілевич  
 16.04.2018



УКРАЇНА

**НАЦІОНАЛЬНА КОМІСІЯ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ДЕРЖАВНЕ  
РЕГУЛЮВАННЯ У СФЕРАХ ЕНЕРГЕТИКИ  
ТА КОМУНАЛЬНИХ ПОСЛУГ  
(НКРЕКП)**

вул. Смоленська, 19, м. Київ, 03057, тел./факс: (044) 277-30-47, тел.: (044) 204-48-27

---

**Акт**

**впровадження (використання) результатів дисертаційної роботи  
Опришка Віталія Павловича**

Цим актом підтверджуємо, що результати дисертаційної роботи Опришка Віталія Павловича в рамках наукового напрямку «Підвищення енергоефективності та оптимальності споживання електричної енергії при застосуванні програм з керування попиту на електричну енергію в локальних системах електропостачання» було розглянуто у Національній комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (далі – НКРЕКП).

Виконані дослідження враховують українські реалії та можуть застосовуватися для вирішення задач створення та розвитку сучасних механізмів оптимізації електроспоживання з використанням методів керування попитом на електричну енергію із комплексною оцінкою рівномірності споживання. Результати досліджень передбачають врахування особливості електроенергетичної системи: її структури та стану наявної інфраструктури, потенціалу залучення споживачів до участі у програмах з керування попитом на електричну енергію, рівні наявних економічних і соціальних ризиків.

Зокрема, важливими, як в теоретичному так і в практичному плані, вважаємо наступні результати, отримані Опришком В.П.:

- метод оцінки можливості видозміни добового графіка споживання електричної енергії окремими групами споживачів, що дає змогу виділити особливості режимів споживання електроенергії для їх подальшої оптимізації;
- розрахункові моделі оптимізації добових графіків споживання електроенергії окремими групами споживачів, які враховують значення коефіцієнтів відключення обладнання та режими його функціонування;
- спосіб оптимізації режимів електроспоживання, що враховує можливості зміни графіку споживання електричної енергії при впливу різних факторів спотворення якості електричної енергії та застосуванні механізмів керування попитом з врахуванням складових реактивної потужності Фризе QФ;

– Програмно-алгоритмічний комплекс «Помічник диспетчера» (новизна/оригінальність захищена свідоцтвом про реєстрацію авторського права на твір № 77262 від 03.03.2018), використання якого дозволяє оцінити рівні неоптимальності режимів електропостачання.

Практичне застосування розроблених Опришкою В.П. методів та програмно-алгоритмічного забезпечення на рівні регіональних/локальних систем енергозабезпечення є доцільним та дозволяє приймати обґрунтовані рішення для забезпечення оптимального керування режимами енергопостачання з метою досягнення максимальної ефективності їх функціонування. Терміни впровадження та строки окупності визначаються у кожному окремому випадку складом та об'ємом обладнання, що планується залучити до використання.

Передбачається, що результати зазначених наукових досліджень у подальшому будуть використовуватись у практичній діяльності НКРЕКП.

Цей документ не є підставою для фінансових розрахунків.

Начальник  
Управління енергоринку НКРЕКП

Ю. Власенко

*Підпис Ю. Власенка засвідчує*  
*Начальник*  
*Управління роботи з проєктами*



*Власенко Ю.*



**Акт  
впровадження (використання) результатів дисертаційної роботи  
Опришка Віталія Павловича**

Цим актом підтверджуємо, що результати наукової роботи Опришка Віталія Павловича у 2017 році як виконавця в рамках науково-дослідної роботи «Розроблення науково-методологічних основ агрегування та керування віртуальними електростанціями і активними споживачами в умовах енергоринку», під керівництвом проф., д.т.н. Денисюка С.П. (номер державної реєстрації: 0117 U 004285) були передані до ПрАТ «ДТЕК Київські Електромережі».

В результаті сумісного опрацювання, Опришком В.П. розвинуто методологію оцінювання нерівномірності споживання електричної енергії в локальних електроенергетичних системах, котру покладено в основу систематизованого набору кількісних показників ефективності енергоспоживання придатну для застосування у практичній діяльності операторів розподільних мереж - постачальників електричної енергії.

На особливу увагу заслуговують:

- метод оцінки можливості видозміни добового графіка споживання електричної енергії групами споживачів з подальшим формуванням «квазіоптимальних» графіків споживачів електричної енергії.
- новий механізм застосування принципу управління попитом на електричну енергію при керуванні розподільною генерацією.
- розрахункові результати оптимізованих форм кривих графіка електричного навантаження.

Враховуючи вищезазначене, ПрАТ «ДТЕК Київські Електромережі» впроваджує результати розрахункових досліджень, отримані Опришком В.П. у Інституті енергозбереження та енергоменеджменту КПІ ім. Ігоря Сікорського, при проектуванні нових і реконструкції існуючих систем електропостачання певних територіальних громад, мікрорайонів міст, промислових майданчиків та окремих будівель у м. Київ.

Цей документ не є підставою для фінансових розрахунків.

Керівник технічного департаменту  
ПрАТ «ДТЕК Київські Електромережі»



В.В. Гілевич  
16.04.2018



ЗАТВЕРДЖУЮ

Перший проректор  
Національного технічного

університету України

Київський політехнічний інститут

імені Ігоря Сікорського»

акад. України, д.т.н., проф

Ю.І. Якименко

« 14 » лютого 2019 р.

## АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ

результатів дисертаційної роботи науково-педагогічного працівника кафедри електропостачання  
Опришка В.П. у навчальний процес КПІ ім. Ігоря Сікорського

Ми, що нижче підписалися, Голова методичної комісії ІЕЕ КПІ ім. Ігоря Сікорського А.Л. Ган, завідувач кафедри електропостачання В.А. Попов, заступник завідувача кафедри електропостачання з наукової роботи О.В. Коцар склали цей акт про те, що результати наукових досліджень за темою кандидатської дисертаційної роботи Опришка Віталія Павловича «Оцінювання ефективності керування попитом в локальних електроенергетичних системах з активними споживачами» використовуються у навчальному процесі інституту енергозбереження та енергоменеджменту КПІ ім. Ігоря Сікорського на кафедрі електропостачання

Найменування впровадженого результату	Форма впровадження та досягнутий фактичний ефект
Методи та алгоритми визначення нерівномірності споживання електричної енергії в локальних електроенергетичних системах, що дає змогу виділити особливості режимів споживання електричної енергії для подальшої оптимізації. Методи оптимізації добового графіка споживання електричної енергії для груп споживачів з врахуванням режимів роботи встановленого обладнання.	Матеріали дисертаційної роботи впроваджені у вигляді лекційних та практичних занять для дисципліни «Засоби малої енергетики» та «Системи силової електроніки та засоби керування в електроенергетиці». При виконанні проекту CENEAST «Модернізація навчальних програм у сфері містобудування в країнах східноєвропейського добросусідства», що реалізувався у рамках Програми Tempus, № 530603-TEMPUS-1-2012-1-LT-TEMPUS-JPCR, були використані матеріали дисертаційної роботи Опришка В.П. для публікації навчального посібника «Енергетичний Аудит» – Прокопенко В.В. Енергетичний аудит: навч. посібник / В.В. Прокопенко, В.П. Опришко // Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка». – 2017. – 160 с.; ISBN 978-966-622-844-7

Заступник завідувача кафедри  
електропостачання з наукової роботи,  
к.т.н., доц.

О.В. Коцар

Завідувач кафедри  
електропостачання, д.т.н.

В.А. Попов

Голова методичної комісії ІЕЕ  
к.т.н., доц.

А.Л. Ган

**Додаток Б – Розрахункові формули для визначення величини потужності Фризе  $Q_\Phi$**

Таблиця Б1– Впливи  $\delta_u, \delta_i$  на зміну величини потужності Фризе  $Q_\Phi$

№	Умови	Розрахункові формули для потужності Фризе $Q_\Phi$
1	$\Delta t_i = \Delta t_u$  $U_2 = U_1(1 + \delta_u)$ $I_2 = I_1(1 + \delta_i)$	$P = U_1 I_1 \delta_i + U_1 I_1 (1 + \delta_i)(1 + \delta_u)(1 - \delta_i);$ $S^2 = (U_1^2 \delta_i + U_1^2 (1 + \delta_u)^2 (1 - \delta_i)) (I_1^2 \delta_i + I_1^2 (1 + \delta_i)^2 (1 - \delta_i));$ $Q_\Phi^2 = (U_1^2 \delta_i + U_1^2 (1 + \delta_u)^2 (1 - \delta_i)) (I_1^2 \delta_i + I_1^2 (1 + \delta_i)^2 (1 - \delta_i)) - (U_1 I_1 \delta_i + U_1 I_1 (1 + \delta_i)(1 + \delta_u)(1 - \delta_i))^2;$
2	$\Delta t_i = \Delta t_u$  $U_2 = U_1(1 - \delta_u)$ $I_2 = I_1(1 - \delta_i)$	$P = U_1 I_1 \delta_i + U_1 I_1 (1 - \delta_i)(1 - \delta_u)(1 - \delta_i);$ $S^2 = (U_1^2 \delta_i + U_1^2 (1 - \delta_u)^2 (1 - \delta_i)) (I_1^2 \delta_i + I_1^2 (1 - \delta_i)^2 (1 - \delta_i));$ $Q_\Phi^2 = (U_1^2 \delta_i + U_1^2 (1 - \delta_u)^2 (1 - \delta_i)) (I_1^2 \delta_i + I_1^2 (1 - \delta_i)^2 (1 - \delta_i)) - (U_1 I_1 \delta_i + U_1 I_1 (1 - \delta_i)(1 - \delta_u)(1 - \delta_i))^2;$
3	$\Delta t_i = \Delta t_u$  $U_2 = U_1(1 + \delta_u)$ $I_2 = I_1(1 - \delta_i)$	$P = U_1 I_1 \delta_i + U_1 I_1 (1 - \delta_i)(1 + \delta_u)(1 - \delta_i);$ $S^2 = (U_1^2 \delta_i + U_1^2 (1 + \delta_u)^2 (1 - \delta_i)) (I_1^2 \delta_i + I_1^2 (1 - \delta_i)^2 (1 - \delta_i));$ $Q_\Phi^2 = (U_1^2 \delta_i + U_1^2 (1 + \delta_u)^2 (1 - \delta_i)) (I_1^2 \delta_i + I_1^2 (1 - \delta_i)^2 (1 - \delta_i)) - (U_1 I_1 \delta_i + U_1 I_1 (1 - \delta_i)(1 + \delta_u)(1 - \delta_i))^2;$
4	$\Delta t_i = \Delta t_u$  $U_2 = U_1(1 - \delta_u)$ $I_2 = I_1(1 + \delta_i)$	$P = U_1 I_1 \delta_i + U_1 I_1 (1 + \delta_i)(1 - \delta_u)(1 - \delta_i);$ $S^2 = (U_1^2 \delta_i + U_1^2 (1 - \delta_u)^2 (1 - \delta_i)) (I_1^2 \delta_i + I_1^2 (1 + \delta_i)^2 (1 - \delta_i));$ $Q_\Phi^2 = (U_1^2 \delta_i + U_1^2 (1 - \delta_u)^2 (1 - \delta_i)) (I_1^2 \delta_i + I_1^2 (1 + \delta_i)^2 (1 - \delta_i)) - (U_1 I_1 \delta_i + U_1 I_1 (1 + \delta_i)(1 - \delta_u)(1 - \delta_i))^2;$

5	$\Delta t_i > \Delta t_u$  $U_2 = U_1(1 + \delta_u)$ $I_2 = I_1(1 + \delta_i)$	$P = U_1 I_1 \delta_{iu} + U_1 I_1 (1 + \delta_u) (\delta_{ii} - \delta_{iu}) + U_1 I_1 (1 + \delta_i) (1 + \delta_u) (1 - \delta_{ii}) ;$ $S^2 = \left( U_1^2 \delta_{iu} + U_1^2 (1 + \delta_u)^2 (\delta_{ii} - \delta_{iu}) + U_1^2 (1 + \delta_u)^2 (1 - \delta_{ii}) \right) \left( I_1^2 \delta_{iu} + I_1^2 (1 + \delta_i)^2 (\delta_{ii} - \delta_{iu}) + I_1^2 (1 + \delta_i)^2 (1 - \delta_{ii}) \right) ;$ $Q_\Phi^2 = \left( U_1^2 \delta_{iu} + U_1^2 (1 + \delta_u)^2 (\delta_{ii} - \delta_{iu}) + U_1^2 (1 + \delta_u)^2 (1 - \delta_{ii}) \right) \left( I_1^2 \delta_{iu} + I_1^2 (1 + \delta_i)^2 (\delta_{ii} - \delta_{iu}) + I_1^2 (1 + \delta_i)^2 (1 - \delta_{ii}) \right) -$ $\left( U_1 I_1 \delta_{iu} + U_1 I_1 (1 + \delta_u) (\delta_{ii} - \delta_{iu}) + U_1 I_1 (1 + \delta_i) (1 + \delta_u) (1 - \delta_{ii}) \right)^2 ;$
6	$\Delta t_i > \Delta t_u$  $U_2 = U_1(1 - \delta_u)$ $I_2 = I_1(1 - \delta_i)$	$P = U_1 I_1 \delta_{iu} + U_1 I_1 (1 - \delta_u) (\delta_{ii} - \delta_{iu}) + U_1 I_1 (1 - \delta_i) (1 - \delta_u) (1 - \delta_{ii})$ $S^2 = \left( U_1^2 \delta_{iu} + U_1^2 (1 - \delta_u)^2 (\delta_{ii} - \delta_{iu}) + U_1^2 (1 - \delta_u)^2 (1 - \delta_{ii}) \right) \left( I_1^2 \delta_{iu} + I_1^2 (1 - \delta_i)^2 (\delta_{ii} - \delta_{iu}) + I_1^2 (1 - \delta_i)^2 (1 - \delta_{ii}) \right)$ $Q_\Phi^2 = \left( U_1^2 \delta_{iu} + U_1^2 (1 - \delta_u)^2 (\delta_{ii} - \delta_{iu}) + U_1^2 (1 - \delta_u)^2 (1 - \delta_{ii}) \right) \left( I_1^2 \delta_{iu} + I_1^2 (1 - \delta_i)^2 (\delta_{ii} - \delta_{iu}) + I_1^2 (1 - \delta_i)^2 (1 - \delta_{ii}) \right) -$ $\left( U_1 I_1 \delta_{iu} + U_1 I_1 (1 - \delta_u) (\delta_{ii} - \delta_{iu}) + U_1 I_1 (1 - \delta_i) (1 - \delta_u) (1 - \delta_{ii}) \right)^2 ;$
7	$\Delta t_i > \Delta t_u$  $U_2 = U_1(1 + \delta_u)$ $I_2 = I_1(1 - \delta_i)$	$P = U_1 I_1 \delta_{iu} + U_1 I_1 (1 + \delta_u) (\delta_{ii} - \delta_{iu}) + U_1 I_1 (1 - \delta_i) (1 + \delta_u) (1 - \delta_{ii})$ $S^2 = \left( U_1^2 \delta_{iu} + U_1^2 (1 + \delta_u)^2 (\delta_{ii} - \delta_{iu}) + U_1^2 (1 + \delta_u)^2 (1 - \delta_{ii}) \right) \left( I_1^2 \delta_{iu} + I_1^2 (1 - \delta_i)^2 (\delta_{ii} - \delta_{iu}) + I_1^2 (1 - \delta_i)^2 (1 - \delta_{ii}) \right)$ $Q_\Phi^2 = \left( U_1^2 \delta_{iu} + U_1^2 (1 + \delta_u)^2 (\delta_{ii} - \delta_{iu}) + U_1^2 (1 + \delta_u)^2 (1 - \delta_{ii}) \right) \left( I_1^2 \delta_{iu} + I_1^2 (1 - \delta_i)^2 (\delta_{ii} - \delta_{iu}) + I_1^2 (1 - \delta_i)^2 (1 - \delta_{ii}) \right) -$ $\left( U_1 I_1 \delta_{iu} + U_1 I_1 (1 + \delta_u) (\delta_{ii} - \delta_{iu}) + U_1 I_1 (1 - \delta_i) (1 + \delta_u) (1 - \delta_{ii}) \right)^2 ;$

8	$\Delta t_i > \Delta t_u$  $U_2 = U_1(1 - \delta_u)$ $I_2 = I_1(1 + \delta_i)$	$P = U_1 I_1 \delta_{iu} + U_1 I_1 (1 - \delta_u) (\delta_{ii} - \delta_{iu}) + U_1 I_1 (1 + \delta_i) (1 - \delta_u) (1 - \delta_{ii});$ $S^2 = \left( U_1^2 \delta_{iu} + U_1^2 (1 - \delta_u)^2 (\delta_{ii} - \delta_{iu}) + U_1^2 (1 - \delta_u)^2 (1 - \delta_{ii}) \right) \left( I_1^2 \delta_{iu} + I_1^2 (1 + \delta_i)^2 (\delta_{ii} - \delta_{iu}) + I_1^2 (1 + \delta_i)^2 (1 - \delta_{ii}) \right);$ $Q_\Phi^2 = \left( U_1^2 \delta_{iu} + U_1^2 (1 - \delta_u)^2 (\delta_{ii} - \delta_{iu}) + U_1^2 (1 - \delta_u)^2 (1 - \delta_{ii}) \right) \left( I_1^2 \delta_{iu} + I_1^2 (1 + \delta_i)^2 (\delta_{ii} - \delta_{iu}) + I_1^2 (1 + \delta_i)^2 (1 - \delta_{ii}) \right) -$ $\left( U_1 I_1 \delta_{iu} + U_1 I_1 (1 - \delta_u) (\delta_{ii} - \delta_{iu}) + U_1 I_1 (1 + \delta_i) (1 - \delta_u) (1 - \delta_{ii}) \right)^2;$
9	$\Delta t_i < \Delta t_u$  $U_2 = U_1(1 + \delta_u)$ $I_2 = I_1(1 + \delta_i)$	$P = U_1 I_1 \delta_{ii} + U_1 I_1 (1 + \delta_i) (\delta_{iu} - \delta_{ii}) + U_1 I_1 (1 + \delta_i) (1 + \delta_u) (1 - \delta_{iu});$ $S^2 = \left( U_1^2 \delta_{ii} + U_1^2 (1 + \delta_u)^2 (\delta_{iu} - \delta_{ii}) + U_1^2 (1 + \delta_u)^2 (1 - \delta_{iu}) \right) \left( I_1^2 \delta_{iu} + I_1^2 (1 + \delta_i)^2 (\delta_{iu} - \delta_{ii}) + I_1^2 (1 + \delta_i)^2 (1 - \delta_{iu}) \right);$ $Q_\Phi^2 = \left( U_1^2 \delta_{ii} + U_1^2 (1 + \delta_u)^2 (\delta_{iu} - \delta_{ii}) + U_1^2 (1 + \delta_u)^2 (1 - \delta_{iu}) \right) \left( I_1^2 \delta_{iu} + I_1^2 (1 + \delta_i)^2 (\delta_{iu} - \delta_{ii}) + I_1^2 (1 + \delta_i)^2 (1 - \delta_{iu}) \right) -$ $\left( U_1 I_1 \delta_{ii} + U_1 I_1 (1 + \delta_i) (\delta_{iu} - \delta_{ii}) + U_1 I_1 (1 + \delta_i) (1 + \delta_u) (1 - \delta_{iu}) \right)^2;$
10	$\Delta t_i < \Delta t_u$  $U_2 = U_1(1 - \delta_u)$ $I_2 = I_1(1 - \delta_i)$	$P = U_1 I_1 \delta_{ii} + U_1 I_1 (1 - \delta_i) (\delta_{iu} - \delta_{ii}) + U_1 I_1 (1 - \delta_i) (1 - \delta_u) (1 - \delta_{iu});$ $S^2 = \left( U_1^2 \delta_{ii} + U_1^2 (1 - \delta_u)^2 (\delta_{iu} - \delta_{ii}) + U_1^2 (1 - \delta_u)^2 (1 - \delta_{iu}) \right) \left( I_1^2 \delta_{iu} + I_1^2 (1 - \delta_i)^2 (\delta_{iu} - \delta_{ii}) + I_1^2 (1 - \delta_i)^2 (1 - \delta_{iu}) \right);$ $Q_\Phi^2 = \left( U_1^2 \delta_{ii} + U_1^2 (1 - \delta_u)^2 (\delta_{iu} - \delta_{ii}) + U_1^2 (1 - \delta_u)^2 (1 - \delta_{iu}) \right) \left( I_1^2 \delta_{iu} + I_1^2 (1 - \delta_i)^2 (\delta_{iu} - \delta_{ii}) + I_1^2 (1 - \delta_i)^2 (1 - \delta_{iu}) \right) -$ $\left( U_1 I_1 \delta_{ii} + U_1 I_1 (1 - \delta_i) (\delta_{iu} - \delta_{ii}) + U_1 I_1 (1 - \delta_i) (1 - \delta_u) (1 - \delta_{iu}) \right)^2;$

11	$\Delta t_i < \Delta t_u$ $U_2 = U_1(1 + \delta_u)$ $I_2 = I_1(1 - \delta_i)$	$P = U_1 I_1 \delta_{ii} + U_1 I_1 (1 - \delta_i)(\delta_{uu} - \delta_{ii}) + U_1 I_1 (1 - \delta_i)(1 + \delta_u)(1 - \delta_{uu})$ ; $S^2 = \left( U_1^2 \delta_{ii} + U_1^2 (1 + \delta_u)^2 (\delta_{uu} - \delta_{ii}) + U_1^2 (1 + \delta_u)^2 (1 - \delta_{uu}) \right) \left( I_1^2 \delta_{uu} + I_1^2 (1 - \delta_i)^2 (\delta_{uu} - \delta_{ii}) + I_1^2 (1 - \delta_i)^2 (1 - \delta_{uu}) \right)$ ; $Q_\Phi^2 = \left( U_1^2 \delta_{ii} + U_1^2 (1 + \delta_u)^2 (\delta_{uu} - \delta_{ii}) + U_1^2 (1 + \delta_u)^2 (1 - \delta_{uu}) \right) \left( I_1^2 \delta_{uu} + I_1^2 (1 - \delta_i)^2 (\delta_{uu} - \delta_{ii}) + I_1^2 (1 - \delta_i)^2 (1 - \delta_{uu}) \right) -$ $\quad ; \left( U_1 I_1 \delta_{ii} + U_1 I_1 (1 - \delta_i)(\delta_{uu} - \delta_{ii}) + U_1 I_1 (1 - \delta_i)(1 - \delta_u)(1 - \delta_{uu}) \right)^2$
12	$\Delta t_i < \Delta t_u$ $U_2 = U_1(1 - \delta_u)$ $I_2 = I_1(1 + \delta_i)$	$P = U_1 I_1 \delta_{ii} + U_1 I_1 (1 + \delta_i)(\delta_{uu} - \delta_{ii}) + U_1 I_1 (1 + \delta_i)(1 - \delta_u)(1 - \delta_{uu})$ $S^2 = \left( U_1^2 \delta_{ii} + U_1^2 (1 - \delta_u)^2 (\delta_{uu} - \delta_{ii}) + U_1^2 (1 - \delta_u)^2 (1 - \delta_{uu}) \right) \left( I_1^2 \delta_{uu} + I_1^2 (1 + \delta_i)^2 (\delta_{uu} - \delta_{ii}) + I_1^2 (1 + \delta_i)^2 (1 - \delta_{uu}) \right)$ ; $Q_\Phi^2 = \left( U_1^2 \delta_{ii} + U_1^2 (1 - \delta_u)^2 (\delta_{uu} - \delta_{ii}) + U_1^2 (1 - \delta_u)^2 (1 - \delta_{uu}) \right) \left( I_1^2 \delta_{uu} + I_1^2 (1 + \delta_i)^2 (\delta_{uu} - \delta_{ii}) + I_1^2 (1 + \delta_i)^2 (1 - \delta_{uu}) \right) -$ $\quad \left( U_1 I_1 \delta_{ii} + U_1 I_1 (1 + \delta_i)(\delta_{uu} - \delta_{ii}) + U_1 I_1 (1 + \delta_i)(1 - \delta_u)(1 - \delta_{uu}) \right)^2$ .

Таблиця Б2 – Вплив  $\cos\varphi$  на зміну величини потужності Фризе за першою гармонікою  $Q^*$ 

№	УМОВИ	Розрахункові формули для потужності Фризе $Q_\Phi$
1	$t_i = t_u$ $U_2 = U_1 + \Delta U$ $I_2 = I_1 + \Delta I$ $P_1 = \sum_{i=1}^n U_i I_i \delta_i \cos \varphi_i$	$P = U_1 I_1 \delta_i \cos \varphi_i + (U_1 + \Delta U)(I_1 + \Delta I)(1 - \delta_i) \cos \varphi_{T-t};$ $S^2 = (U_1^2 \delta_i + (U_1 + \Delta U)^2 (1 - \delta_i))(I_1^2 \delta_i + (I_1 + \Delta I)^2 (1 - \delta_i));$ $Q_\Phi^{*2} = (U_1^2 \delta_i + (U_1 + \Delta U)^2 (1 - \delta_i))(I_1^2 \delta_i + (I_1 + \Delta I)^2 (1 - \delta_i)) -$ $(U_1 I_1 \delta_i \cos \varphi_i + (U_1 + \Delta U)(I_1 + \Delta I)(1 - \delta_i) \cos \varphi_{T-t})^2;$
2	$t_i = t_u$ $U_2 = U_1 - \Delta U$ $I_2 = I_1 - \Delta I$	$P = U_1 I_1 \delta_i \cos \varphi_i + (U_1 - \Delta U)(I_1 - \Delta I)(1 - \delta_i) \cos \varphi_{T-t};$ $S^2 = (U_1^2 \delta_i + (U_1 - \Delta U)^2 (1 - \delta_i))(I_1^2 \delta_i + (I_1 - \Delta I)^2 (1 - \delta_i));$ $Q_\Phi^{*2} = (U_1^2 \delta_i + (U_1 - \Delta U)^2 (1 - \delta_i))(I_1^2 \delta_i + (I_1 - \Delta I)^2 (1 - \delta_i)) -$ $(U_1 I_1 \delta_i \cos \varphi_i + (U_1 - \Delta U)(I_1 - \Delta I)(1 - \delta_i) \cos \varphi_{T-t})^2;$
3	$t_i = t_u$ $U_2 = U_1 - \Delta U$ $I_2 = I_1 + \Delta I$	$P = U_1 I_1 \delta_i \cos \varphi_i + (U_1 - \Delta U)(I_1 + \Delta I)(1 - \delta_i) \cos \varphi_{T-t};$ $S^2 = (U_1^2 \delta_i + (U_1 - \Delta U)^2 (1 - \delta_i))(I_1^2 \delta_i + (I_1 + \Delta I)^2 (1 - \delta_i));$ $Q_\Phi^{*2} = (U_1^2 \delta_i + (U_1 - \Delta U)^2 (1 - \delta_i))(I_1^2 \delta_i + (I_1 + \Delta I)^2 (1 - \delta_i)) -$ $(U_1 I_1 \delta_i \cos \varphi_i + (U_1 - \Delta U)(I_1 + \Delta I)(1 - \delta_i) \cos \varphi_{T-t})^2;$
4	$t_i = t_u$ $U_2 = U_1 + \Delta U$ $I_2 = I_1 - \Delta I$	$P = U_1 I_1 \delta_i \cos \varphi_i + (U_1 + \Delta U)(I_1 - \Delta I)(1 - \delta_i) \cos \varphi_{T-t};$ $S^2 = (U_1^2 \delta_i + (U_1 + \Delta U)^2 (1 - \delta_i))(I_1^2 \delta_i + (I_1 - \Delta I)^2 (1 - \delta_i));$ $Q_\Phi^{*2} = (U_1^2 \delta_i + (U_1 + \Delta U)^2 (1 - \delta_i))(I_1^2 \delta_i + (I_1 - \Delta I)^2 (1 - \delta_i)) -$ $U_1 I_1 \delta_i \cos \varphi_i + (U_1 + \Delta U)(I_1 - \Delta I)(1 - \delta_i) \cos \varphi_{T-t};$

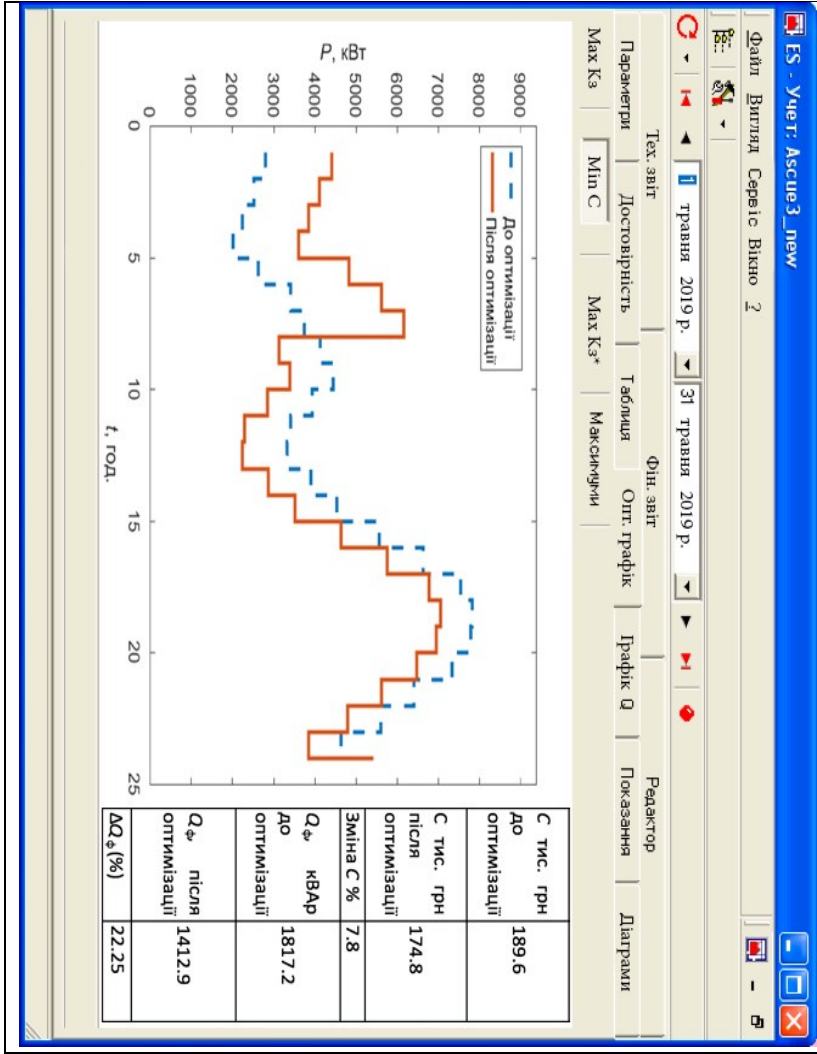
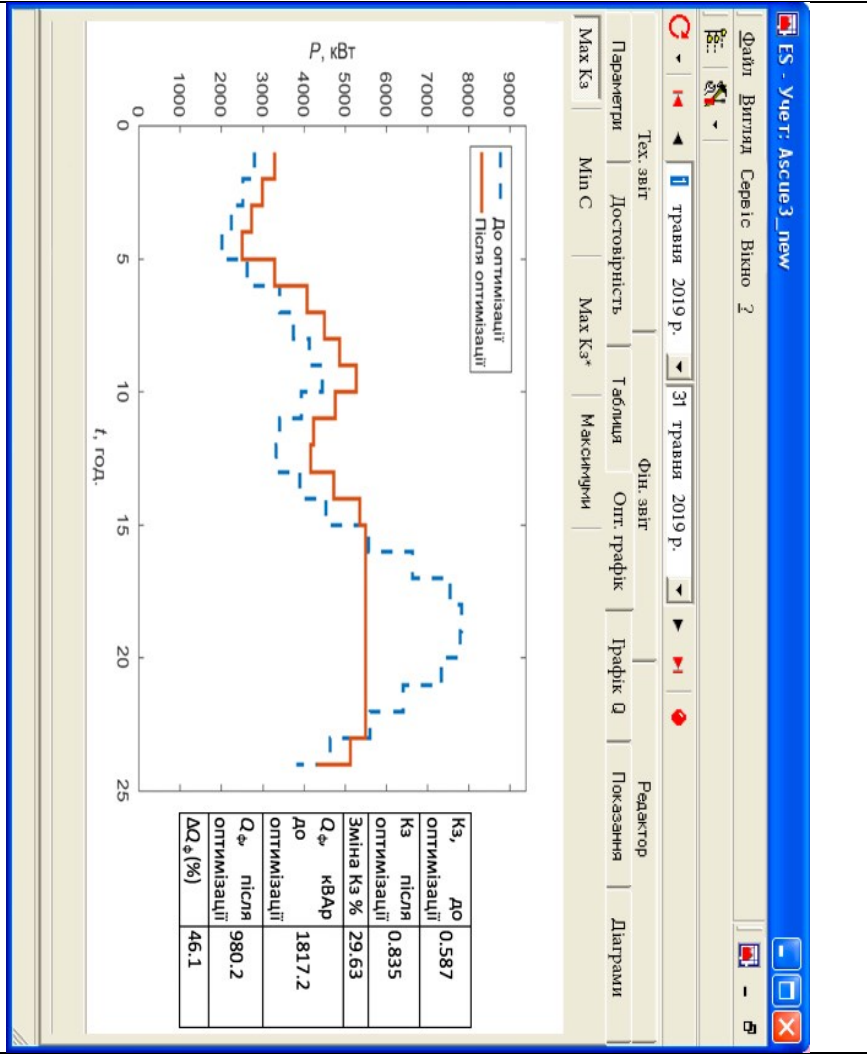
5	$t_i > t_u$ $U_2 = U_1 + \Delta U$ $I_2 = I_1 + \Delta I$	$P = U_1 I_1 \delta_{tu} \cos \varphi_{tu} + I_1 (U_1 + \Delta U) (\delta_{ii} - \delta_{tu}) \cos \varphi_{tu-ii} + (I_1 + \Delta I) (U_1 + \Delta U) (1 - \delta_{ii}) \cos \varphi_{ii};$ $S^2 = \left( U_1^2 \delta_{tu} + (U_1 + \Delta U)^2 (\delta_{ii} - \delta_{tu}) + (U_1 + \Delta U)^2 (1 - \delta_{ii}) \right) \left( I_1^2 \delta_{tu} + I_1^2 (\delta_{ii} - \delta_{tu}) + (I_1 + \Delta I)^2 (1 - \delta_{ii}) \right);$ $Q_\Phi^{*2} = \left( U_1^2 \delta_{tu} + (U_1 + \Delta U)^2 (\delta_{ii} - \delta_{tu}) + (U_1 + \Delta U)^2 (1 - \delta_{ii}) \right) \left( I_1^2 \delta_{tu} + I_1^2 (\delta_{ii} - \delta_{tu}) + (I_1 + \Delta I)^2 (1 - \delta_{ii}) \right) -$ $\left( U_1 I_1 \delta_{tu} \cos \varphi_{tu} + I_1 (U_1 + \Delta U) (\delta_{ii} - \delta_{tu}) \cos \varphi_{tu-ii} + (I_1 + \Delta I) (U_1 + \Delta U) (1 - \delta_{ii}) \cos \varphi_{ii} \right)^2;$
6	$t_i > t_u$ $U_2 = U_1 - \Delta U$ $I_2 = I_1 - \Delta I$	$P = U_1 I_1 \delta_{tu} \cos \varphi_{tu} + I_1 (U_1 - \Delta U) (\delta_{ii} - \delta_{tu}) \cos \varphi_{tu-ii} + (I_1 - \Delta I) (U_1 - \Delta U) (1 - \delta_{ii}) \cos \varphi_{ii};$ $S^2 = \left( U_1^2 \delta_{tu} + (U_1 - \Delta U)^2 (\delta_{ii} - \delta_{tu}) + (U_1 - \Delta U)^2 (1 - \delta_{ii}) \right) \left( I_1^2 \delta_{tu} + I_1^2 (\delta_{ii} - \delta_{tu}) + (I_1 - \Delta I)^2 (1 - \delta_{ii}) \right);$ $Q_\Phi^{*2} = \left( U_1^2 \delta_{tu} + (U_1 - \Delta U)^2 (\delta_{ii} - \delta_{tu}) + (U_1 - \Delta U)^2 (1 - \delta_{ii}) \right) \left( I_1^2 \delta_{tu} + I_1^2 (\delta_{ii} - \delta_{tu}) + (I_1 - \Delta I)^2 (1 - \delta_{ii}) \right) -$ $\left( U_1 I_1 \delta_{tu} \cos \varphi_{tu} + I_1 (U_1 - \Delta U) (\delta_{ii} - \delta_{tu}) \cos \varphi_{tu-ii} + (I_1 - \Delta I) (U_1 - \Delta U) (1 - \delta_{ii}) \cos \varphi_{ii} \right)^2;$
7	$t_i > t_u$ $U_2 = U_1 - \Delta U$ $I_2 = I_1 + \Delta I$	$P = U_1 I_1 \delta_{tu} \cos \varphi_{tu} + I_1 (U_1 - \Delta U) (\delta_{ii} - \delta_{tu}) \cos \varphi_{tu-ii} + (I_1 + \Delta I) (U_1 - \Delta U) (1 - \delta_{ii}) \cos \varphi_{ii};$ $S^2 = \left( U_1^2 \delta_{tu} + (U_1 - \Delta U)^2 (\delta_{ii} - \delta_{tu}) + (U_1 - \Delta U)^2 (1 - \delta_{ii}) \right) \left( I_1^2 \delta_{tu} + I_1^2 (\delta_{ii} - \delta_{tu}) + (I_1 + \Delta I)^2 (1 - \delta_{ii}) \right);$ $Q_\Phi^{*2} = \left( U_1^2 \delta_{tu} + (U_1 - \Delta U)^2 (\delta_{ii} - \delta_{tu}) + (U_1 - \Delta U)^2 (1 - \delta_{ii}) \right) \left( I_1^2 \delta_{tu} + I_1^2 (\delta_{ii} - \delta_{tu}) + (I_1 + \Delta I)^2 (1 - \delta_{ii}) \right) -$ $\left( U_1 I_1 \delta_{tu} \cos \varphi_{tu} + I_1 (U_1 - \Delta U) (\delta_{ii} - \delta_{tu}) \cos \varphi_{tu-ii} + (I_1 + \Delta I) (U_1 - \Delta U) (1 - \delta_{ii}) \cos \varphi_{ii} \right)^2;$

8	$t_i > t_u$ $U_2 = U_1 + \Delta U$ $I_2 = I_1 - \Delta I$	$P = U_1 I_1 \delta_{iu} \cos \varphi_{iu} + I_1 (U_1 + \Delta U) (\delta_{ii} - \delta_{iu}) \cos \varphi_{iu-ii} + (I_1 - \Delta I) (U_1 + \Delta U) (1 - \delta_{ii}) \cos \varphi_{ii};$ $S^2 = \left( U_1^2 \delta_{iu} + (U_1 + \Delta U)^2 (\delta_{ii} - \delta_{iu}) + (U_1 + \Delta U)^2 (1 - \delta_{ii}) \right) \left( I_1^2 \delta_{iu} + I_1^2 (\delta_{ii} - \delta_{iu}) + (I_1 - \Delta I)^2 (1 - \delta_{ii}) \right);$ $Q_\Phi^{*2} = \left( U_1^2 \delta_{iu} + (U_1 + \Delta U)^2 (\delta_{ii} - \delta_{iu}) + (U_1 + \Delta U)^2 (1 - \delta_{ii}) \right) \left( I_1^2 \delta_{iu} + I_1^2 (\delta_{ii} - \delta_{iu}) + (I_1 - \Delta I)^2 (1 - \delta_{ii}) \right) -$ $; \left( U_1 I_1 \delta_{iu} \cos \varphi_{iu} + I_1 (U_1 + \Delta U) (\delta_{ii} - \delta_{iu}) \cos \varphi_{iu-ii} + (I_1 - \Delta I) (U_1 + \Delta U) (1 - \delta_{ii}) \cos \varphi_{ii} \right)^2;$
9	$t_i < t_u$ $U_2 = U_1 + \Delta U$ $I_2 = I_1 + \Delta I$	$P = U_1 I_1 \delta_{ii} \cos \varphi_{ii} + U_1 (I_1 + \Delta I) (\delta_{iu} - \delta_{ii}) \cos \varphi_{ii-iu} + (I_1 + \Delta I) (U_1 + \Delta U) (1 - \delta_{iu}) \cos \varphi_{iu};$ $S^2 = \left( U_1^2 \delta_{ii} + U_1^2 (\delta_{iu} - \delta_{ii}) + (U_1 + \Delta U)^2 (1 - \delta_{iu}) \right) \left( I_1^2 \delta_{iu} + (I_1 + \Delta I)^2 (\delta_{iu} - \delta_{ii}) + (I_1 + \Delta I)^2 (1 - \delta_{iu}) \right);$ $Q_\Phi^{*2} = \left( U_1^2 \delta_{ii} + U_1^2 (\delta_{iu} - \delta_{ii}) + (U_1 + \Delta U)^2 (1 - \delta_{iu}) \right) \left( I_1^2 \delta_{iu} + (I_1 + \Delta I)^2 (\delta_{iu} - \delta_{ii}) + (I_1 + \Delta I)^2 (1 - \delta_{iu}) \right) -$ $\left( U_1 I_1 \delta_{ii} \cos \varphi_{ii} + U_1 (I_1 + \Delta I) (\delta_{iu} - \delta_{ii}) \cos \varphi_{ii-iu} + (I_1 + \Delta I) (U_1 + \Delta U) (1 - \delta_{iu}) \cos \varphi_{iu} \right)^2;$
10	$t_i < t_u$ $U_2 = U_1 - \Delta U$ $I_2 = I_1 - \Delta I$	$P = U_1 I_1 \delta_{ii} \cos \varphi_{ii} + U_1 (I_1 - \Delta I) (\delta_{iu} - \delta_{ii}) \cos \varphi_{ii-iu} + (I_1 - \Delta I) (U_1 - \Delta U) (1 - \delta_{iu}) \cos \varphi_{iu};$ $S^2 = \left( U_1^2 \delta_{ii} + U_1^2 (\delta_{iu} - \delta_{ii}) + (U_1 - \Delta U)^2 (1 - \delta_{iu}) \right) \left( I_1^2 \delta_{iu} + (I_1 - \Delta I)^2 (\delta_{iu} - \delta_{ii}) + (I_1 - \Delta I)^2 (1 - \delta_{iu}) \right);$ $Q_\Phi^{*2} = \left( U_1^2 \delta_{ii} + U_1^2 (\delta_{iu} - \delta_{ii}) + (U_1 - \Delta U)^2 (1 - \delta_{iu}) \right) \left( I_1^2 \delta_{iu} + (I_1 - \Delta I)^2 (\delta_{iu} - \delta_{ii}) + (I_1 - \Delta I)^2 (1 - \delta_{iu}) \right) -$ $\left( U_1 I_1 \delta_{ii} \cos \varphi_{ii} + U_1 (I_1 - \Delta I) (\delta_{iu} - \delta_{ii}) \cos \varphi_{ii-iu} + (I_1 - \Delta I) (U_1 - \Delta U) (1 - \delta_{iu}) \cos \varphi_{iu} \right)^2;$

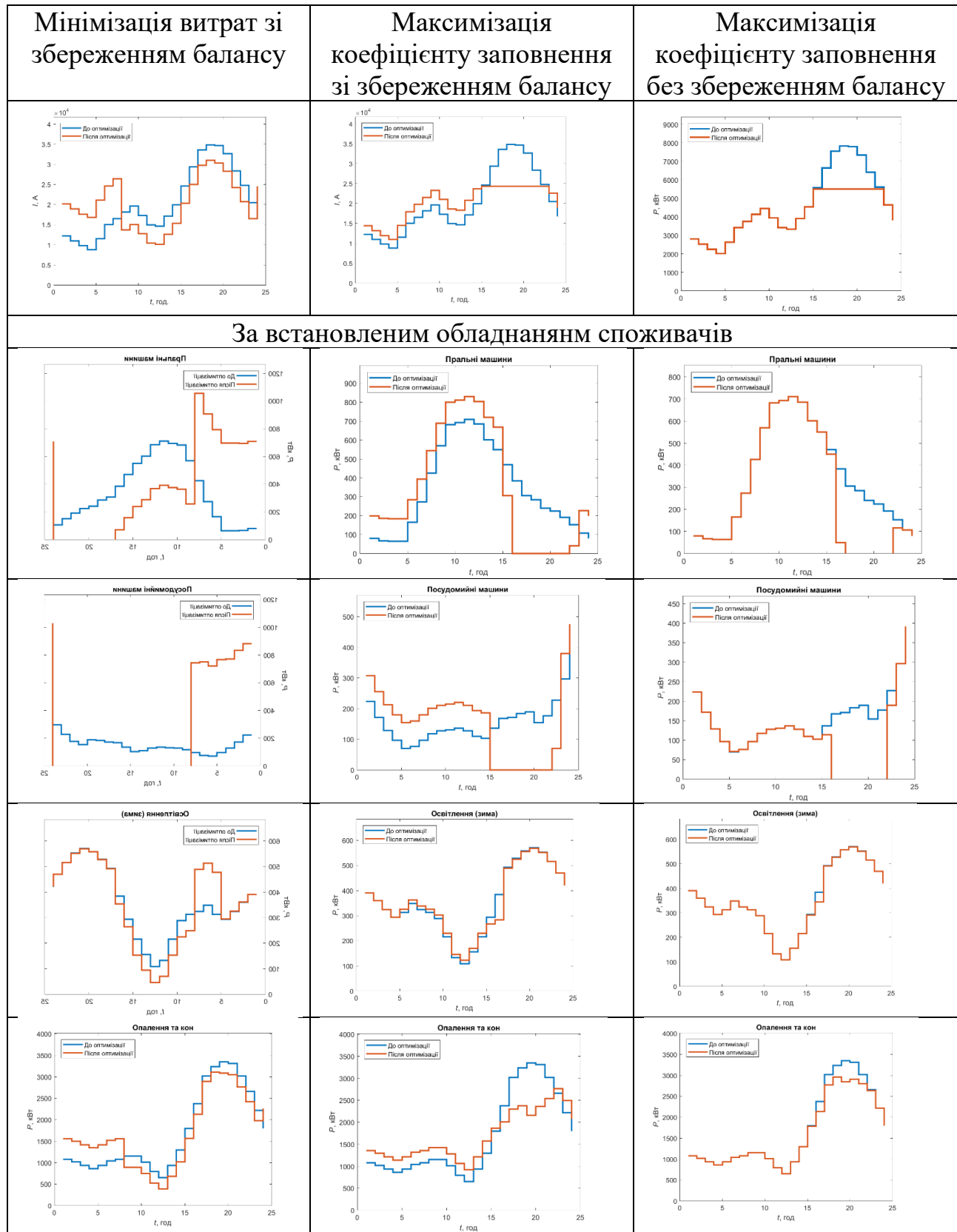


11	$t_i < t_u$ $U_2 = U_1 - \Delta U$ $I_2 = I_1 + \Delta I$	$P = U_1 I_1 \delta_{ii} \cos \varphi_{ii} + U_1 (I_1 + \Delta I) (\delta_{iu} - \delta_{ii}) \cos \varphi_{ii-iu} + (I_1 + \Delta I) (U_1 - \Delta U) (1 - \delta_{iu}) \cos \varphi_{iu};$ $S^2 = \left( U_1^2 \delta_{ii} + U_1^2 (\delta_{iu} - \delta_{ii}) + (U_1 - \Delta U)^2 (1 - \delta_{iu}) \right) \left( I_1^2 \delta_{iu} + (I_1 + \Delta I)^2 (\delta_{iu} - \delta_{ii}) + (I_1 + \Delta I)^2 (1 - \delta_{iu}) \right);$ $Q_{\phi}^{*2} = \left( U_1^2 \delta_{ii} + U_1^2 (\delta_{iu} - \delta_{ii}) + (U_1 - \Delta U)^2 (1 - \delta_{iu}) \right) \left( I_1^2 \delta_{iu} + (I_1 + \Delta I)^2 (\delta_{iu} - \delta_{ii}) + (I_1 + \Delta I)^2 (1 - \delta_{iu}) \right) -$ $\left( U_1 I_1 \delta_{ii} \cos \varphi_{ii} + U_1 (I_1 + \Delta I) (\delta_{iu} - \delta_{ii}) \cos \varphi_{ii-iu} + (I_1 + \Delta I) (U_1 - \Delta U) (1 - \delta_{iu}) \cos \varphi_{iu} \right)^2;$
12	$t_i < t_u$ $U_2 = U_1 + \Delta U$ $I_2 = I_1 - \Delta I$	$P = U_1 I_1 \delta_{ii} \cos \varphi_{ii} + U_1 (I_1 - \Delta I) (\delta_{iu} - \delta_{ii}) \cos \varphi_{ii-iu} + (I_1 - \Delta I) (U_1 + \Delta U) (1 - \delta_{iu}) \cos \varphi_{iu};$ $S^2 = \left( U_1^2 \delta_{ii} + U_1^2 (\delta_{iu} - \delta_{ii}) + (U_1 + \Delta U)^2 (1 - \delta_{iu}) \right) \left( I_1^2 \delta_{iu} + (I_1 - \Delta I)^2 (\delta_{iu} - \delta_{ii}) + (I_1 - \Delta I)^2 (1 - \delta_{iu}) \right);$ $Q_{\phi}^{*2} = \left( U_1^2 \delta_{ii} + U_1^2 (\delta_{iu} - \delta_{ii}) + (U_1 + \Delta U)^2 (1 - \delta_{iu}) \right) \left( I_1^2 \delta_{iu} + (I_1 - \Delta I)^2 (\delta_{iu} - \delta_{ii}) + (I_1 - \Delta I)^2 (1 - \delta_{iu}) \right) -$ $\left( U_1 I_1 \delta_{ii} \cos \varphi_{ii} + U_1 (I_1 - \Delta I) (\delta_{iu} - \delta_{ii}) \cos \varphi_{ii-iu} + (I_1 - \Delta I) (U_1 + \Delta U) (1 - \delta_{iu}) \cos \varphi_{iu} \right)^2.$

Додаток В – Інтерфейс та результати оптимізації ПАК «Помічник Диспетчера»



## Додаток Г – Оптимізовані криві добового режиму споживання групи домогосподарств за встановленим обладнанням



## Додаток Д – Отримані авторські свідоцтва

**УКРАЇНА**



**СВІДОЦТВО**  
про реєстрацію авторського права на твір

№ 77262

Науковий твір "Оцінка рівню нерівномірності споживання електроенергії в локальній системі електропостачання. У програмному комплексі "Помічник диспетчера" Структура алгоритму зменшення нерівномірності споживання електроенергії"

(вид, назва твору)

Автор(и) Опришко Віталій Павлович, Денисюк Сергій Петрович

(повне ім'я, псевдонім (за наявності))

Дата реєстрації 03.03.2018

Державний секретар Міністерства економічного розвитку і торгівлі України **О. Ю. Перевезенцев**





УКРАЇНА



**СВІДОЦТВО**  
про реєстрацію авторського права на твір

№ 87126

Науковий твір "Модель функціонування енергетичних хабів в умовах реформування енергетичної галузі"

(вид, назва твору)

Автор(и) Веремійчук Юрій Андрійович, Притискач Іван Васильович, Ярмолюк Олена Сергіївна, Опришко Віталій Павлович

(повне ім'я, псевдонім (за наявності))

Дата реєстрації 22.03.2019



Державний секретар Міністерства економічного розвитку і торгівлі України **О. Ю. Перевезенцев**

ПК «Україна». Зам. 19-2001. 2019 р. 1 кп.